



KERNFORSCHUNGSANLAGE JÜLICH

GESELLSCHAFT MIT BESCHRÄNKTER HAFTUNG

Institut für Reaktorentwicklung

Programmgruppe Systemforschung

u. Technologische Entwicklung

**Möglichkeiten zur Sicherung und Verbesserung
der Energieversorgung durch den Einsatz von
Hochtemperaturreaktoren auf dem Strom- und
Wärmemarkt, gezeigt am Beispiel Spaniens**

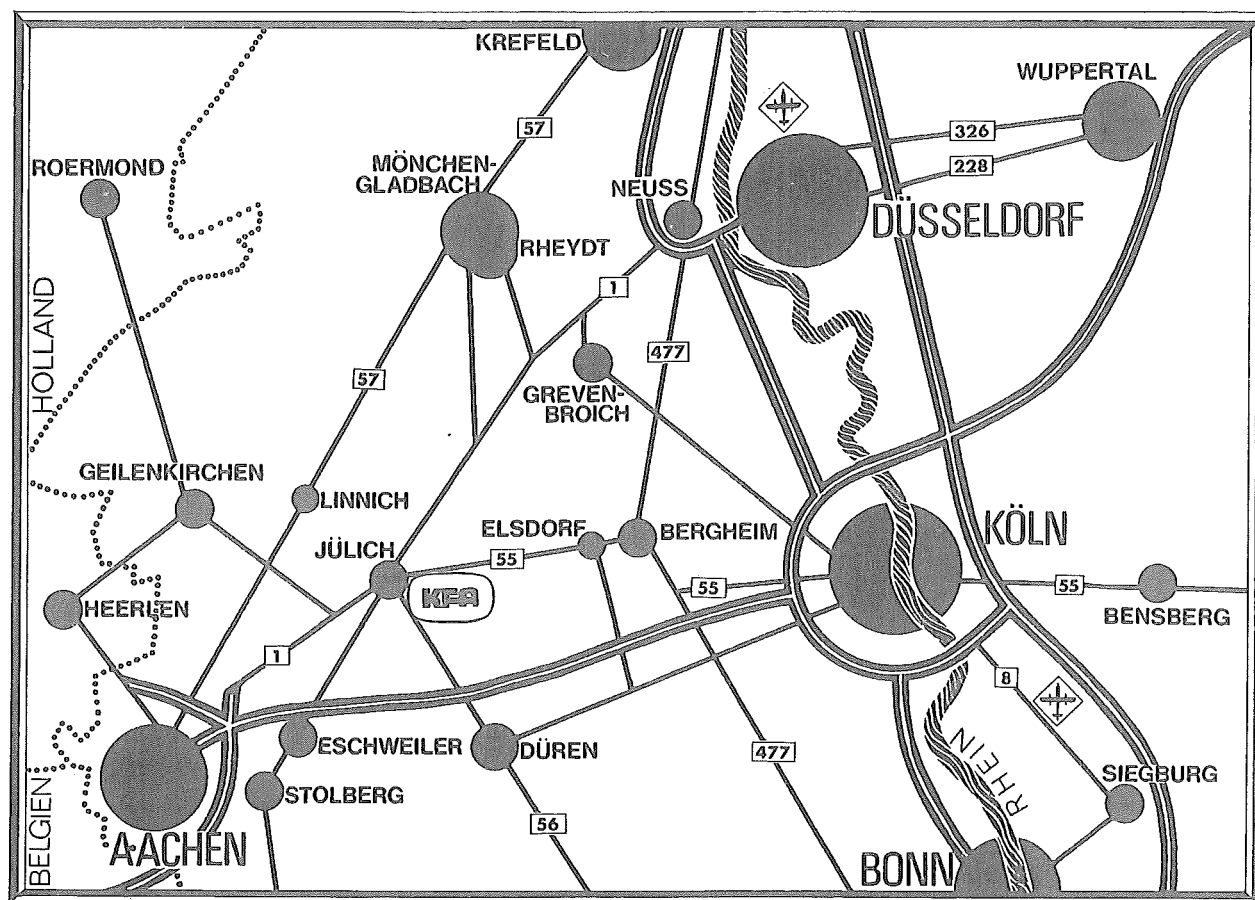
von

H.-W. Narberhaus

Jül - 1103 - RG - SE

August 1974

Als Manuskript gedruckt



Berichte der Kernforschungsanlage Jülich - Nr. 1103

Institut für Reaktorentwicklung

Programmgruppe Systemforschung u. Technologische Entwicklung Jül - 1103 - RG - SE

Dok.: High Temperature Reactor – Power Supply
 High Temperature Reactor – Spain
 Power Supply – Spain
 Power Supply – High Temperature Reactor
 Spain – High Temperature Reactor
 Spain – Power Supply
 Heat – Generation
 Power – Generation

Im Tausch zu beziehen durch: ZENTRALBIBLIOTHEK der Kernforschungsanlage Jülich GmbH,
 Jülich, Bundesrepublik Deutschland

**Möglichkeiten zur Sicherung und Verbesserung
der Energieversorgung durch den Einsatz von
Hochtemperaturreaktoren auf dem Strom- und
Wärmemarkt, gezeigt am Beispiel Spaniens**

von

H.-W. Narberhaus

POSSIBILITIES TO IMPROVE AND SECURE THE ENERGY SUPPLY,
USING HIGH-TEMPERATURE REACTORS
FOR THE GENERATION OF HEAT AND POWER,
DEMONSTRATED FOR SPAIN

by

Hanns-Wolfgang Narberhaus

ABSTRACT

It is the subject of this study to determine the possibilities of installation and the market potential for high-temperature reactors in the Spanish economy.

There is made an analysis of the different sectors of the energy industry and in regard to their energetic aspects of:

- the iron and steel industry,
- the chemical industry,
- the desalting of seawater.

By a comparative cost-analysis of the fossil and nuclear power and heat generation, the effects of the HTR installation are quantified and shown in their energetical, ecological, and economical importance.

KORREKTURBLATT

S.11	Tab.6	Dimension:	%
S.23	Tab.19	Dimension:	GWe
S.31	Tab.27	Eisengehalt in	%
S.38	Abb.25	Dimension:	10^3 t
S.61	Tab.47	DM/kW statt	DM/kWh
S.63	Abb.36	Dimension:	MWe
S.64	Tab.49	Wärmeerzeugungsanlage statt	Wärmeerzeugungskosten
S.83	Tab.67	Steinkohle 10^6 t/a; Heizöl 10^6 t/a	

MÖGLICHKEITEN ZUR SICHERUNG UND VERBESSERUNG DER ENERGIEVERSORGUNG
DURCH DEN EINSATZ VON HOCHTEMPERATURREAKTOREN
AUF DEM STROM- UND WÄRMEMARKT,
GEZEIGT AM BEISPIEL SPANIENS

von
Hanns-Wolfgang Narberhaus

KURZFASSUNG

Gegenstand dieser Untersuchung sind die Einsatzmöglichkeiten und das Einsatzpotential des Hochtemperaturreaktors in der spanischen Energiewirtschaft.

Analysiert werden neben den verschiedenen Sektoren der Energiewirtschaft, hinsichtlich ihrer energetisch relevanten Aspekte:

- die Eisen- und Stahlindustrie,
- die Chemische Industrie,
- die Wasserwirtschaft im Zusammenhang mit der Meerwasserentsalzung.

Über eine vergleichende Kostananalyse der fossilen und nuklearen Strom- und Wärmeerzeugung werden die Auswirkungen des HTR-Einsatzes in ihrer energiewirtschaftlichen, ökologischen und gesamtwirtschaftlichen Bedeutung quantitativ dargestellt.

INHALTSVERZEICHNIS

	Seite
1	EINLEITUNG
	1
1.1	Abgrenzung
	1
1.2	Vorgehensweise
	2
1.3	Problematik langfristiger Prognosen
	3
2	DERZEITIGE LAGE UND ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNG DER SPANISCHEN WIRTSCHAFT
	4
2.1	Gesamtwirtschaftliche Tendenzen
	4
2.2	Die spanische Energiewirtschaft
	6
2.2.1	Kohlesektor
	6
2.2.1.1	Lagerstätten und geologische Eigenarten
	6
2.2.1.2	Förderung, Import und Verbrauch
	7
2.2.1.3	Sektorielle Entwicklung des Kohleverbrauchs
	8
2.2.1.4	Staatliche Intervention und Subventionierung der Kohlewirtschaft
	8
2.2.2	Erdölsektor
	10
2.2.2.1	Prospektion und Förderung von Erdöl
	10
2.2.2.2	Verbrauch, Import und Export von Erdöl
	10
2.2.2.3	Die Mineralölverarbeitende Industrie
	11
2.2.3	Gaswirtschaft
	13
2.2.3.1	Entwicklung und Struktur des Verbrauchs
	13
2.2.3.2	Die Bedeutung des Erdgases
	14
2.2.3.3	Absatzschwerpunkte und Verbraucherstruktur
	15
2.2.4	Das Wasserkraftpotential
	15
2.2.5	Kernenergie
	16
2.2.5.1	Stand der Kerntechnik in Spanien
	16
2.2.5.2	Der Zubau von Kernkraftwerken
	18
2.2.5.3	Uranreserven und Brennstoffzyklus
	19
2.2.5.4	Beteiligung der spanischen Industrie am Bau von Kernkraftwerken
	20
2.2.6	Kraftwirtschaft
	21
2.2.6.1	Die Struktur der Kraftwirtschaft
	21
2.2.6.2	Stromerzeugung und installierte Leistung
	22
2.2.6.3	Kraftwerksauslastung, Lastkurven, Verbundnetz
	24
2.2.6.4	Prognose der Entwicklung der Engpaßleistung bis zum Jahre 2000
	26
2.2.7	Primärenergieverbrauch
	26
2.3	Energieintensive Industriesektoren
	28
2.3.1	Eisen- und Stahlindustrie
	28
2.3.1.1	Struktur des Eisen- und Stahlsektors
	28
2.3.1.2	Stahl: Verbrauch, Produktion, Ex- und Importe
	29
2.3.1.3	Rohstoffe für die Eisen- und Stahlindustrie
	30
2.3.1.4	Stahlbedarfsprognose bis zum Jahre 2000
	31
2.3.2	Chemische Industrie
	32
2.3.2.1	Allgemeine Entwicklung des Chemiesektors
	32
2.3.2.2	Struktur und Standortsschwerpunkte
	33
2.3.2.3	Energieverbrauch
	35
2.3.2.4	Prognose des III. Entwicklungsplanes
	35

	Seite
2.3.2.5 Bedarfsentwicklung ausgewählter energieintensiver Produkte	36
2.3.3 Wasserwirtschaft	41
2.3.3.1 Wasserbilanz und Wasserbedarfsprognose	41
2.3.3.2 Konventionelle Bedarfsdeckung	44
2.3.3.3 Meerwasserentsalzung	44
2.3.3.4 Zukünftige Meerwasserentsalzungskapazität	47
3 ENTWICKLUNG DER ENERGIEWIRTSCHAFT BIS ZUM JAHRE 2000	48
3.1 Globaler prognostischer Ansatz zur Ermittlung des Endenergiebedarfs	48
3.2 Endenergie: Verbrauchssektoren und Energieträger	49
3.3 Ermittlung des Primärenergiebedarfs	52
3.3.1 Einsatz von Energieträgern in der Kraftwirtschaft	52
3.3.2 Mineralölwirtschaft: Raffineriestruktur und Eigenbedarf	54
3.3.3 Primärenergienachfrage	56
4 ENERGIEVERSORGUNG - ENERGIEPOLITIK	58
4.1 Energiepolitik der jetzigen Administration	58
4.2 Forderungen an eine zukünftige Energiepolitik	58
5 WIRTSCHAFTLICHKEITSVERGLEICH FOSSILER UND NUKLEARER STROM- UND WÄRMEERZEUGUNG	61
5.1 Stromerzeugung	61
5.2 Wärmeerzeugung	64
6 ALTERNATIVE VERFAHREN ZUR WASSERSTOFFERZEUGUNG MIT NUKLEARER PROZESSWÄRME	68
6.1 Verfahrensbeschreibungen, Mengendurchsätze, Kosten	68
6.1.1 Methanspaltung	68
6.1.2 Naphtaspaltung	69
6.1.3 Steinkohlevergasung	70
6.1.4 Wasserspaltung	72
6.1.5 Kostenvergleich der Verfahren	73
6.2 Rohstoffbasis zur Wasserstofferzeugung	74
6.2.1 Erdgasversorgung	74
6.2.1.1 Algerisches Erdgas - Vorräte und Lieferverträge	74
6.2.1.2 LNG-Verarbeitungs- und -Transportkosten	74
6.2.1.3 Pipeline-Transportkosten für algerisches Erdgas	75
6.2.2 Erdöl und Steinkohle	77
7 EINSATZ DES HOCHTEMPERATURREAKTORS IN DER SPANISCHEN ENERGIEWIRTSCHAFT	78
7.1 Industrielle Verbrauchssektoren	78
7.1.1 Petrochemie	78
7.1.2 Anorganische Chemie	80

	Seite
7.1.3 Meerwasserentsalzung	81
7.1.4 Wasserstoff- bzw. Synthesegasverbraucher	82
7.1.4.1 Eisen- und Stahlindustrie	82
7.1.4.2 Ammoniaksynthese	84
7.1.4.3 Methanolsynthese	84
7.1.4.4 Mineralölindustrie	85
7.1.4.5 Synthetisches Erdgas	87
7.1.4.6 Wasserstoffgesamtbedarf	89
7.2 Kraftwirtschaft	89
7.3 Prozeßwärme und Verstromungspotential des Hochtemperaturreaktors	90
 8 GESAMTWIRTSCHAFTLICHE AUSWIRKUNGEN DES HTR-EINSATZES	 92
8.1 Primärenergiebilanz	92
8.2 Wirtschaftlichkeitsanalyse	94
8.2.1 Eisen- und Stahlindustrie	95
8.2.2 Chemische Industrie	98
8.2.3 Methanol als Benzinzusatz	100
8.2.4 Kraftwirtschaft	100
8.2.5 Volkswirtschaftliche Gesamtersparnis	102
8.3 Devisenbilanz	103
8.4 Umweltbelastung	106
 9 ZUSAMMENFASSUNG	 108
 LITERATURVERZEICHNIS	 110

1 EINLEITUNG

Langfristige Prognosen für den Weltenergiebedarf und dessen Gegenüberstellung mit den vorhandenen, geschätzten Energieresourcen lassen bei einer Beibehaltung des exponentiellen Wachstums für die Jahrhundertwende eine deutliche Verknappung der fossilen Energieträger Erdöl und Erdgas erkennen.

Das Mineralöl bestreitet heute bei den meisten Industrienationen über die Hälfte des Primärenergieaufkommens. Damit ist ein unbequemes, wirtschaftlich riskantes Abhängigkeitsverhältnis zu einigen wenigen, politisch unstabilen erdölexportierenden Ländern Nordafrikas und des Nahen Ostens entstanden.

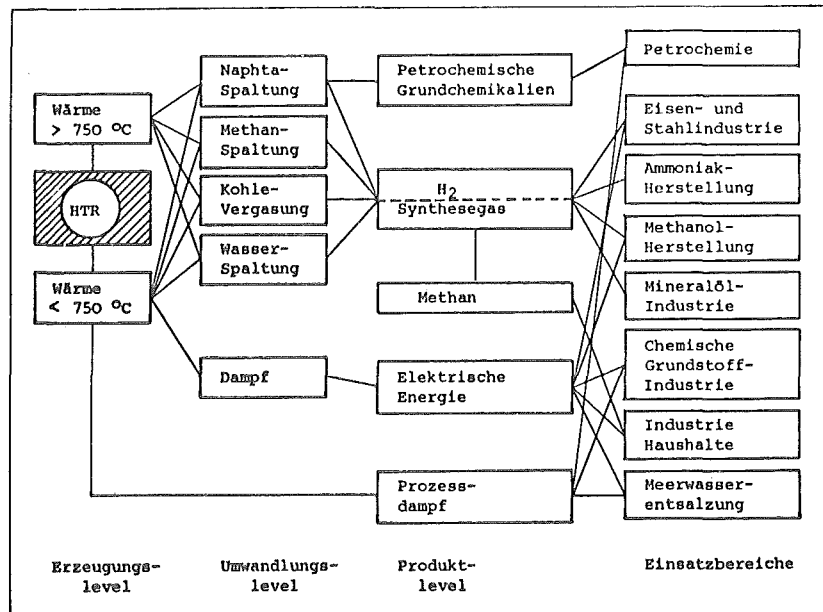
Wie die derzeitige Erdölkrise in aller Deutlichkeit zeigt, ist es dringend erforderlich, mittels neuer Technologien kostengünstige Substitutionsenergieträger zur Verfügung zu stellen, um diese Abhängigkeit zu mildern und das Erdöl für die Zukunft als Rohstoff für die Chemie zu erhalten.

Mit der Entwicklung des Hochtemperaturreaktors (Typ: Kugelhaufen) wurde es möglich, Kernwärme bis zu einem Temperaturniveau von 950 °C (in Zukunft bis 1200 °C) zu erzeugen. Hierdurch eröffnet sich gegenüber den bisher verbreiteten Wasserreaktoren neben der Stromerzeugung für die Kernenergie ein breites Anwendungsspektrum auf dem Wärmemarkt.

1.1 Abgrenzung

In einer Reihe von Veröffentlichungen sind seit 1969 die wirtschaftlichen und technischen Möglichkeiten des Einsatzes der nuklearen Prozeßwärme untersucht worden /62,68,69,70,71,82/. Davon ausgehend soll für die Zwecke der vorliegenden Arbeit die Anwendung des Hochtemperaturreaktors auf die in der Abb. 1 angegebenen Bereiche beschränkt werden, da hierfür auf eine geeignete Datenbasis zurückgegriffen werden kann.

Die Umwandlung fossiler Rohstoffe zur Erzeugung von Wasserstoff bzw. Synthesegas ist wegen der zugrundeliegenden, stark endothermen Reaktionen von überragender Bedeutung. Die Wärme im Temperaturbereich bis 750 °C wird zur Herstellung der Koppelprodukte Strom und Dampf eingesetzt. Im weiteren Verlauf der Untersuchung wird auf die technischen und wirtschaftlichen Parameter noch explizit eingegangen.



EINSATZBEREICHE DES HOCHTEMPERATURREAKTORS
(Typ: KUGELHAUFEN "OTTO")

ABB. 1

1.2 Vorgehensweise

Die in Abb. 1 aufgeführten Einsatzbereiche machen deutlich, daß zur Bestimmung des Einsatzpotentials von Hochtemperaturreaktoren auf dem Strom- und Wärmemarkt, ausgehend von der gesamtwirtschaftlichen Lage, eine gründliche Analyse mehrerer Industriesektoren erforderlich ist. Der erste Teil der Arbeit wird sich mit der bisherigen Entwicklung Spaniens und den vorhandenen Tendenzen für die Zukunft befassen. Im einzelnen werden folgende Wirtschaftssektoren untersucht:

- Energiewirtschaft,
- Eisen- und Stahlindustrie,
- Chemische Industrie,
- Wasserwirtschaft (im Zusammenhang mit Meerwasserentsalzung).

Da die großtechnische Betriebsreife der eingesetzten Verfahren erst ab 1980 zu erwarten ist, sind langfristige Prognosen bis zum Jahr 2000 für jeden Sektor unerlässlich, wenn das Potential und die Auswirkungen des HTR-Einsatzes

anschaulich dargestellt werden sollen. Die Grundlage hierzu bilden die Tendenzen der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung und die globale energiewirtschaftliche Prognose. Im zweiten Teil werden das Potential des HTR und die sich ergebenden Folgen des Einsatzes in technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Hinsicht umfassend dargelegt.

1.3 Problematik langfristiger Prognosen

Bei Untersuchungen über die Eintreffwahrscheinlichkeit von in der Vergangenheit getroffenen langfristigen Voraussagen ist oft genug gezeigt worden, wie selten diese mit der Wirklichkeit übereinstimmten.

An dieser Stelle soll betont werden, daß die hier aufgestellten Vorausschätzungen sich nicht mit dem befassen, was "sein wird", sondern mit dem, was aufgrund gewisser Annahmen und Erwartungen "sein könnte". Es wurde bewußt auf die Anwendung konkreter Prognosemethoden verzichtet. Die Annahme von oberen und unteren jährlichen Wachstumsraten und die zu rechnerischen Zwecken zugrunde gelegten, sinnvoll erscheinenden Einzelentwicklungen sollen genügen, um Wirkungszusammenhänge zu veranschaulichen.

Die globale energiewirtschaftliche Prognose orientiert sich an der Korrelation zwischen Brutto-Sozial-Produkt und Energieverbrauch.

2 DERZEITIGE LAGE UND ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNG DER SPANISCHEN WIRTSCHAFT

2.1 Gesamtwirtschaftliche Tendenzen

Die außenwirtschaftliche Isolierung und die damit verbundenen Autarkiebestrebungen der Nachkriegszeit hatten bewirkt, daß 1950 die Produktion der spanischen Industrie das Niveau der Vorkriegszeit noch nicht wieder erreicht hatte. Mit Hilfe der dann einsetzenden amerikanischen Kapitalhilfe gelang in den Jahren 1950 - 55 ein bescheidener Aufschwung, der jedoch ab Mitte 1950 in eine wachsende Inflation und ein hohes Zahlungsbilanzdefizit einmündete. Erst die Kabinettsumbildung im Jahre 1957 und der daraufhin 1959 verabschiedete Stabilitätsplan leitete die bisher ungebrochene Wachstumsphase der spanischen Wirtschaft ein /4/.

Mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate des Brutto-Sozial-Produktes von fast 7 % seit 1960 steigerte sich das BSP/Kopf von 647 \$ auf 1.343 \$ im Jahre 1972 (in Preisen von 1972). Der Anteil der in der Landwirtschaft tätigen Bevölkerung sank in diesem Zeitraum von 40 auf 28 % /44/. Im Primärsektor (Landwirtschaft und Fischerei) wurden 1971 nur noch 14 % des Brutto-Inland-Produktes erwirtschaftet (siehe Tab.1 /56,54,44/).

Die Zahlungsbilanz wies 1972 einen Überschuß von 1,5 Mrd \$ aus und erhöhte damit die Devisenreserven Spaniens auf die Rekordhöhe von 5 Mrd \$. Zu dieser Festigung hat die stete Erhöhung der Exporte mit Wachstumsraten von 20 - 25 % p.a. wesentlich beigetragen /54/.

	1971	1972 ^a	
BSP zu Marktpreisen	2.541	2.950	10 ⁹ Ptas
BSP pro Kopf	1.104	1.343	\$/Kopf
Reales Wachstum des BSP	4,6	7,5	%
BSP zu Faktorkosten	2.340	2.721	10 ⁹ Ptas
davon: Landwirtschaft und Fischerei	14	13	%
Industrie und Bauwesen	35	35	%
Dienstleistungssektor	51	52	%
Bevölkerung	34,0	-	10 ⁶
Beschäftigte	11,9	-	10 ⁶
davon: Landwirtschaft und Fischerei	28	-	%
Industrie und Bauwesen	39	-	%
Dienstleistungssektor	33	-	%
Außenhandel:			
Importe	4.963	6.601	10 ⁶ \$
Nahrungs- und Genußmittel	14		%
Treibstoffe	16		%
Rohstoffe	17		%
Waren	53		%
Exporte	2.938	3.690	10 ⁶ \$
Nahrungs- und Genußmittel	32	29	%
Treibstoffe	4	4	%
Rohstoffe	3	3	%
Waren	61	64	%
Zahlungsbilanz:			
Handelsbilanzsaldo	- 2.563		10 ⁶ \$
Dienstleistungsbilanzsaldo	2.308		10 ⁶ \$
(Tourismus Einnahmen: 2.486 Mio \$)			
Zahlungsbilanzsaldo	+ 1.473		10 ⁶ \$
Devisenreserven		5.006	

^a Schätzung INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA

SPANIEN: MAKROÖKONOMISCHE DATEN

TAB. 1

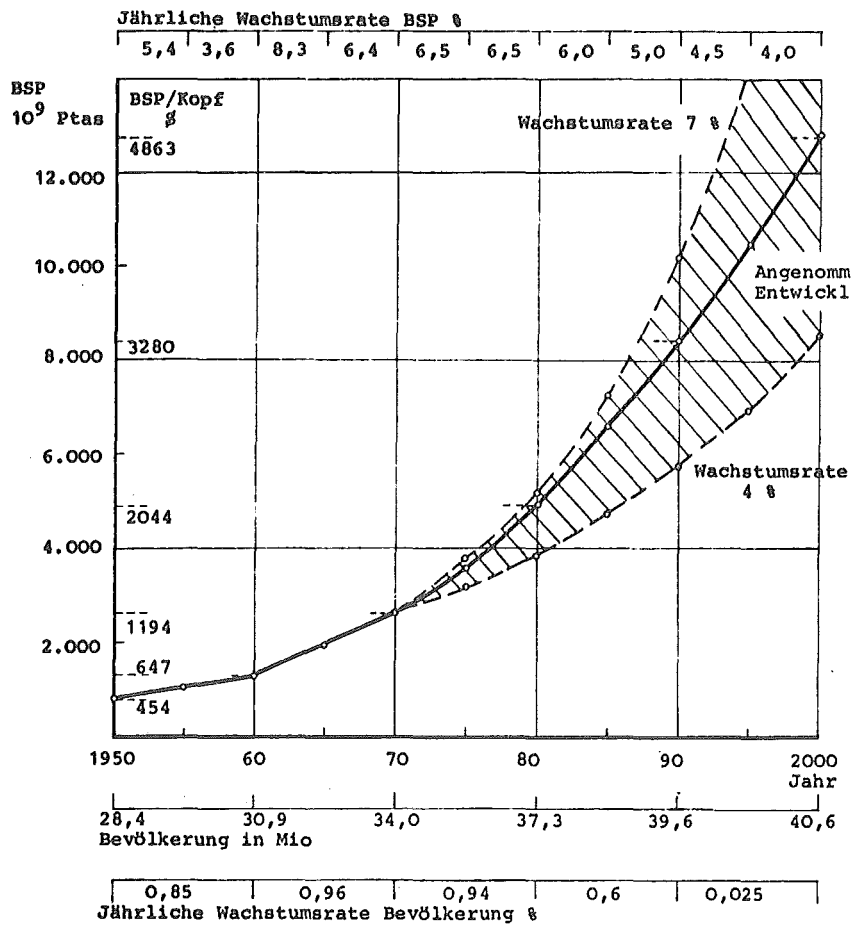


ABB. 2 DIE ENTWICKLUNG DES BRUTTO-SOZIALPRODUKTS
VON 1950 - 2000
(IN PREISEN VON 1972)

Im Rahmen seiner langfristigen Prognosen gibt der III-Entwicklungsplan für die Steigerung des BSP bis 1980 jährliche Wachstumsraten von 6,5 - 7 % an /35/. Angesichts der Konjunkturdaten für 1972 und der weiterhin optimistischen Voraussagen kann mit der Erfüllung dieses Planzieles gerechnet werden /54/.

Für die Zwecke der vorliegenden Arbeit ist eine Prognose bis zum Jahre 2000 erforderlich. Als Grundtendenz für die gesamtwirtschaftliche Entwicklung Spaniens wird ein langsames Abflachen der Wachstumsraten bis auf 4 % zum Ende des Jahrhunderts angenommen. Nach der stürmischen Aufbauphase und der Verringerung des Vorsprungs im Lebensstandard erscheint eine Anpassung an das Wachstum anderer Industrieländer als sinnvoll. Nach der in Abb. 2 /55,53,54, 44,35,4/ angenommenen Entwicklung würde das BSP/Kopf im Jahr 2000 4.860 \$ erreichen.

2.2 Die spanische Energiewirtschaft

2.2.1 Kohlesektor

Ähnlich wie in anderen Ländern Westeuropas geriet die spanische Kohlewirtschaft durch das schnelle Vordringen des Erdöls auf dem Energiemarkt in eine schwere Krise. Abgesehen von den ungünstigen natürlichen Voraussetzungen verstärkte die bis 1959 anhaltende Abschirmung des spanischen Marktes gegenüber Einfuhren aus dem Ausland die wirtschaftlichen Schwierigkeiten des Kohlesektors.

2.2.1.1 Lagerstätten und geologische Eigenarten

In neueren Studien werden die Gesamtvorräte an spanischer Kohle auf 1.700 bis 2.800 Mio t geschätzt /1,2/. Der III-Entwicklungsplan gibt im einzelnen die in Tab. 2 aufgeführten Lagerstätten und Vorräte an /3/. Die Angaben beziehen sich auf gesicherte, abbauwürdige Vorkommen.

Mio tSKZ

Provinz	Steinkohle	Anthrazit	Braunkohle	Summe
Asturien	534	23	-	557
Balearen	-	-	15	15
Barcelona	-	-	128	128
Ciudad Real	9	-	-	9
La Coruña	-	-	124	124
Ebro-Segre-Cinca	-	-	24	24
León	169	236	-	405
Palencia	47	35	-	82
Teruel	-	-	315	315
Andero	8	6	33	47
GESAMT	767	300	639	1.706

LAGERSTÄTTEN UND GESAMTVORRÄTE SPANISCHER KOHLE

Die geologischen und mineralogischen Bedingungen der Kohlenlager machen die Kohlegewinnung in Spanien teurer als in anderen europäischen Ländern. Hierfür lassen sich folgende Gründe angeben /4/:

- Die Kohleschichten sind oft stark geneigt und von Verwerfungen durchzogen.

TAB. 2

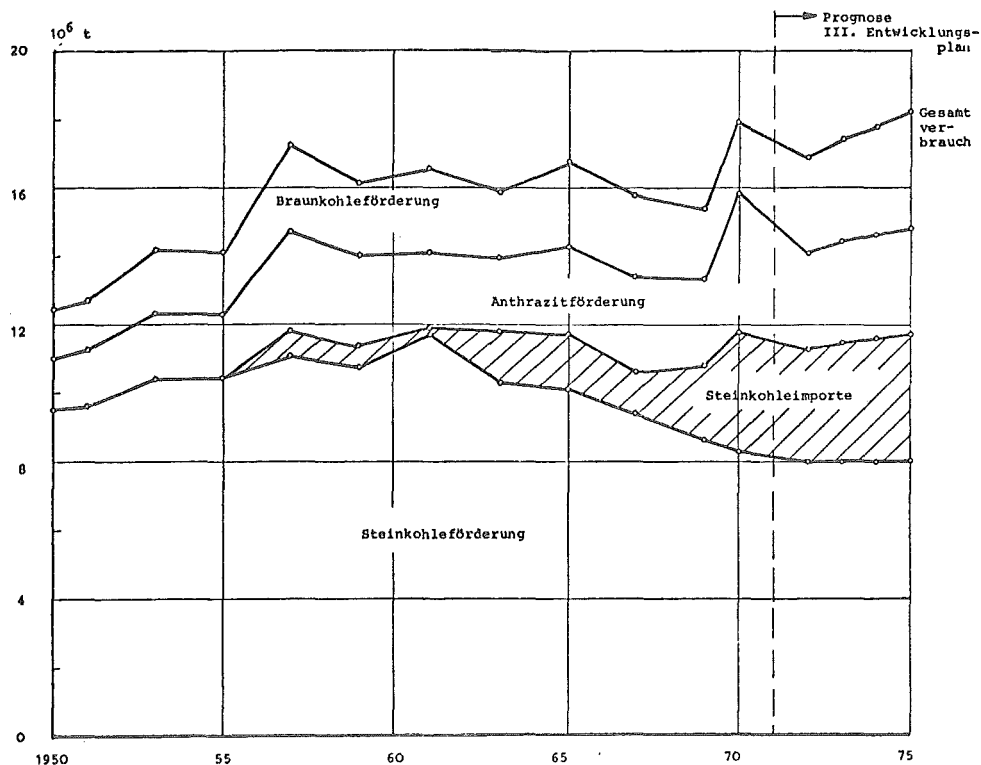
- Die Mächtigkeit der Flöze beträgt nur 50 - 60 cm.
- Der Einsatz von Abbaumaschinen ist sehr schwierig.
- Die Kohle ist brüchig, unrein und weist einen hohen Schwefel- und Aschegehalt auf.
- Die Kohle besteht im allgemeinen aus über 60 % Kleinteilen ($< 12 \text{ mm}^3$).
- Der Lohnanteil an den Förderkosten ist sehr hoch.
- Die Produktivität ist aufgrund der schwer durchführbaren Rationalisierungsmaßnahmen sehr niedrig.

2.2.1.2 Förderung, Import und Verbrauch

Dank der außenwirtschaftlichen Absicherung war der Zeitraum von 1940 - 1959 durch eine starke Expansion der Kohleproduktion gekennzeichnet. Als 1959 eine teilweise Liberalisierung der Importe und eine verstärkte Substitution durch andere Energieträger erfolgte, kam es zur Stagnation und sogar teilweise Rezession in der Kohlewirtschaft. Die Produktion stabilisierte sich ab 1959 bei etwa 15 Mio jato. Zugleich war nach Überwindung der Rezession ab 1961 eine starke Zunahme der Importe zu verkokbarer Steinkohle zu beobachten, um den wachsenden Bedarf der Eisen- und Stahlindustrie zu decken.

Abb. 3 /5,3,1/ veranschaulicht die Entwicklung der Produktion, des Verbrauchs und der Kohleimporte. Der jährliche Verbrauch ist hierbei als annähernd gleich der Produktion zuzüglich der Importe ohne Berücksichtigung der Lagerbestandsänderungen angenommen.

Die in der Prognose des III-Entwicklungsplanes vorgesehene Erhöhung der Kohleförderung ist in erster Linie der Steigerung der Braunkohleproduktion zuzuschreiben, die den Bedarf des neuen Braunkohlekraftwerkes "Puentes de García Rodríguez" (375 MW) decken soll.



KOHLEVERBRAUCH, -PRODUKTION UND -IMPORTE 1950 - 1975

2.2.1.3 Sektorielle Entwicklung des Kohleverbrauchs

In Tab. 3 sind die Kohlelieferungen der Zechen an die verschiedenen Verbrauchssektoren aufgeführt /5/.

Da die Förderung von Kohle 1960 praktisch unverändert geblieben ist, hat - wie ersichtlich wird - eine beachtliche Verlagerung des Konsums unter den Kohleabnehmern stattgefunden. Mit Ausnahme der Kraftwirtschaft ist bei allen Sektoren ein mehr oder weniger starker Rückgang des Verbrauchs zu verzeichnen. Die Zunahme des Kraftwerksverbrauchs entspricht der Summe der Abnahme in allen anderen Sektoren.

10 ³ t	1957	1962	1967	1972
Eisen- und Stahlindustrie	2.640	3.303	2.400	2.890
Roh Eisen	550	300	260	150
Gasindustrie	440	350	60	3
Zementindustrie	1.050	950	690	300
Keramische Industrie	330	320	300	160
Zuckerindustrie	320	430	290	70
Eisenbahnen	2.150	1.260	250	20
Schifffahrt	430	160	20	15
Haushalte und Lageristen	3.270	3.600	3.900	3.000
Kraftwerke	2.600	2.320	4.430	6.540
Restliche Verbraucher	2.820	2.537	2.000	1.092
Summe	16.600	15.530	14.600	14.240

KOHLELIEFERUNGEN DER ZECHEN NACH VERBRAUCHSSEKTOREN

TAB. 3

2.2.1.4 Staatliche Intervention und Subventionierung der Kohlewirtschaft

Die Grundlagen für eine "Konzertierte Aktion" (Régimen de Acción Concertada) zur Neustrukturierung und Rationalisierung der Kohlewirtschaft wurden 1965 in einer Anordnung der Regierung festgelegt. Dies führte 1967 unter Mehrheitsbeteiligung der staatlichen Industrie-Holding INI (Instituto Nacional de Industria) zur Gründung von HUNOSA (Hulleras del Norte S.A.). Die wichtigsten

Kohlebergbauunternehmen brachten ihr Grundkapital in diese neue Gesellschaft ein (siehe Tab. 4 /6/).

	8
Instituto Nacional de Industria	74,68
Sociedad Metalúrgica Duro-Felguera	8,42
Industrial Asturiana Santa Bárbara	0,67
Fábrica de Mieres	2,00
Hullera Española	5,11
Hulleras del Turrón	2,00
Hulleras de Vegrín y Moniego	2,69
Carbones Asturianos	1,48
Nueva Montaña Quijano	1,54
Carbones de la Nueva	1,16

ANTEILE AM GRUNDKAPITAL VON HUNOSA 1968

TAB. 4

Ziel dieser Gründung war es, durch eine Konzentration der Betriebe und der energischen Durchführung von Rationalisierungsmaßnahmen die Produktivität des Kohlebergbaues zu erhöhen.

Im Hinblick auf eine umfassende Energiepolitik wurde es jedoch versäumt, die Kohleproduktion an die neuen Gegebenheiten des Energieangebots im Sinne einer gesamtwirtschaftlichen Optimallösung anzupassen. HUNOSA ist nach wie vor bestrebt, das Produktionsvolumen auszuweiten.

Ohne eine massive staatliche Unterstützung wäre die geförderte Kohle praktisch unverkäuflich. Die schon aufgezählten geologischen Gegebenheiten ermöglichen nur bescheidene Produktivitäten (1970 etwa 960 kg Steinkohle/Manntag gegenüber 2800 kg in der EG). So betrugen 1968 die durchschnittlichen Kosten für Steinkohle 1.167 Ptas/t, während die erzielbaren Erlöse nur 762,- Ptas/t betrugen. Der Verlust belief sich damit auf 35 % der Kosten.

Die Unterstützung der Kohlewirtschaft erfolgt über eine Reihe staatlicher Maßnahmen wie:

- Direktsubventionen,
- Steuererleichterungen bis zu 95 %,
- verbilligte Kredite,
- Abschreibungsfreiheit bis zu 5 Jahren,
- Aufkaufen emmittierter, nicht absetzbarer Aktien /6/.

Diese Maßnahmen zielen alle auf eine Erhaltung der Kohleförderung und nicht etwa auf soziale und wirtschaftliche Umstrukturierung und Förderung von Zeichenstillegungen hin.

Die Zukunft der spanischen Kohle ist somit überwiegend von politischen Entscheidungen abhängig. Langfristig erscheint aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten eine Überprüfung der Energiepolitik bezüglich der Kohlewirtschaft angebracht.

2.2.2 Erdölsektor

2.2.2.1 Prospektion und Förderung von Erdöl

Die Versuche mehrerer in- und ausländischer Gesellschaften, in Spanien Erdöl zu finden, verliefen bis heute praktisch erfolglos. Die geologischen Formationen deuten auch nicht auf das Vorhandensein bedeutender Erdöllagerstätten hin. Das einzige bisher entdeckte Erdölfeld in Ayoluengo/Burgos weist nur eine Ergiebigkeit von insgesamt 4,5 Mio t auf. Allerdings ist die Anzahl der durchgeführten Bohrungen mit 12 pro 10.000 km² Sedimentoberfläche für das gesamte Spanien im Vergleich zu 130 in der BRD vergleichsweise gering /6/. Die Hoffnungen konzentrieren sich z.Z. auf die Bohrungen von Shell und CAMPSA auf dem Kontinentalsockel an der Ebromündung.

Die weiteren Aktivitäten sowie die Beteiligungsstruktur der tätigen Gesellschaften sind in Tab. 5 /3/ aufgeführt. Die zum Zwecke des Ausbaues und der Sicherung spanischer Erdölinteressen im Ausland gegründete Gesellschaft HISPANOIL (INI 40 %; CEPESA 20 %; PETROLIBER 20 %) ist seit 1965 in mehreren Erdölländern an Prospektions- und Förderungstätigkeiten beteiligt. Die Ergebnisse sind zwar gemessen am Erdölbedarf Spaniens bescheiden, erreichten 1971 jedoch immerhin 5 % des Verbrauchs.

2.2.2.2 Verbrauch, Import und Export von Erdöl

Bedingt durch die hohen Wachstumsraten der spanischen Wirtschaft und der Substitution von Kohle als bisherigem Hauptenergieträger hat sich seit Ende der fünfziger Jahre eine sprunghafte Entwicklung des Mineralölverbrauchs vollzogen (siehe Abb. 4 /3,4,7/).

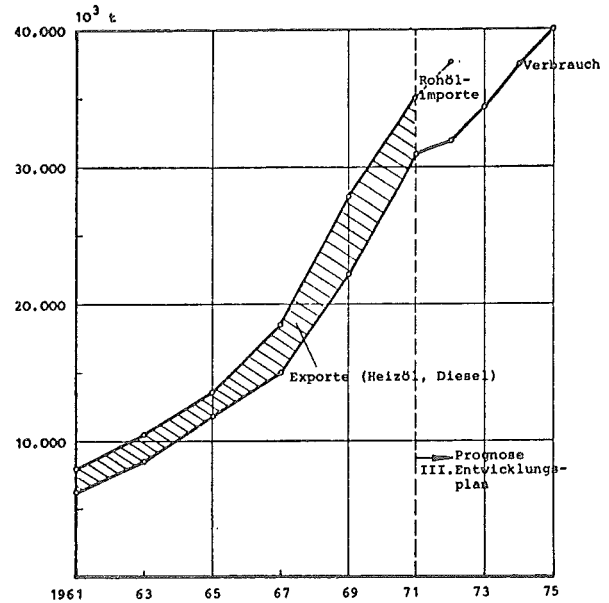
Land	Zusammensetzung der Gesellschaft	Stand der Arbeiten	Produktion (Mio t)	
			1971	1975
Erdölfelder in Spanien:				
Ayoluengo	CAMPSA, 50 %; CALTEX, 50 %	Produktion	0,112	0,036
Tarragona	CAMPSA, 8,3 %; SHELL, 51,7 %; INI, 24 %; COPAREX, 16 %	Exploration		Minimum 1,5
Spanische Aktivitäten im Ausland:				
Libyen	HISPANOIL, 42 %; SNPA, 28 %; MURPHY, 16 %; ERAP, 14 %	Produktion		
Dubai	DPC, 35 %; CFP, 25 %; HISPANOIL, 25 %; DEA, 10 %; SUN, 5 %	Produktion	0,5	0,3
Kuwait	HISPANOIL, 49 %; KNPC, 51 %	Exploration	2,0	3,5
Persien	ERAP, 32 %; AGIP, 28 %; HISPANOIL, 20 %; PETROFINA, 15 %; ONV, 5 %	Exploration	-	

SPANISCHE BETEILIGUNG BEI DER FÖRDERUNG UND PROSPEKTION VON ERDÖL

TAB. 5

So lagen die jährlichen Wachstumsraten für den Erdölimport im Jahrzehnt 1961-1971 bei annähernd 16 %. Der auf den ersten Blick erstaunlich hohe Anteil an Mineralölexporten beruht auf einem Überangebot von vorwiegend leichten und schweren Heizölen auf dem spanischen Markt. Es ist anzunehmen, daß die Prognose des III-Entwicklungsplanes von der tatsächlichen Entwicklung übertroffen werden wird.

Aus Tab. 6 /28/ geht die Aufteilung der Rohöleinfuhren nach Herkunftsländern hervor. Die arabischen Staaten in Nahost stellen demnach mit bald 70 % den Hauptanteil der Bezüge. Wichtigster Lieferstaat ist mit 40,5 % Saudiarabien, mit Abstand gefolgt von Algerien mit 11,1 % (1972).



VERBRAUCH, IMPORTE UND EXPORTE AN MINERALÖL
1961 - 1975

ABB. 4

2.2.2.3 Die Mineralölverarbeitende Industrie

Im Jahre 1927 wurde durch die Einbringung des Erdölmonopolgesetzes der Erdölvertrieb, der bislang in den Händen der großen ausländischen Gesellschaften lag, verstaatlicht. Die Rechte aus diesem Gesetz werden seitdem von der zu diesem Zweck gegründeten spanischen Gesellschaft CAMPSA (Compañía Arrendataria del Monopolio de Petróleos S.A.; zu 70 % privates Kapital) wahrgenommen.

Die Initiativen von CAMPSA beschränkten sich in der Folge trotz des weiten Aktionsspielraumes, den das Gesetz vorsah, hauptsächlich auf den Vertrieb

L a n d	1971	1972
Algerien	4,8	11,1
Lybien	17,2	7,5
Nigeria und Angola	5,7	6,1
A f r i k a	27,7	24,7
Kuwait	9,2	8,9
Saudiarabien	31,9	40,5
Irak	5,6	4,7
Persien	8,6	7,1
Ägypten	3,3	0,9
Andere Nahost	7,5	5,4
	66,1	67,5
Venezuela	5,2	4,2
UDSSR	0,9	1,9
Andere	-	1,8
	100	100
Gesamteinfuhren	35,4	36,7

ROHÖLEINFUHRN NACH HERKUNFTSLÄNDERN

TAB. 6

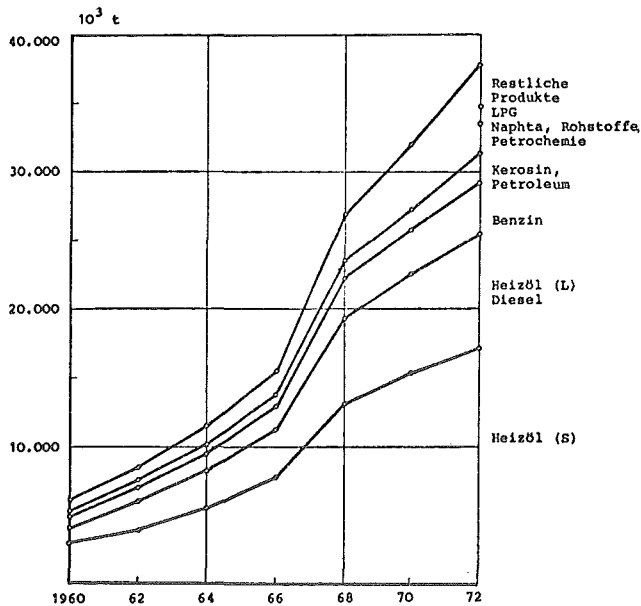
und die Kommerzialisierung von Erdölprodukten. So kam die Gründung der ersten spanischen Raffinerie auf Teneriffa durch die 1929 zur Prospektion von Erdöl in Venezuela gegründete CEPESA (Compañía Española de Petróleos S.A.) zustande.

Gesellschaft	Beteiligungen	Standort	Kapazität (Mio t/a)	
			1971	1975
CEPSA	100 % spanische Aktionäre	Tenerife	8,0	8,0
CEPSA	100 % spanische Aktionäre	Algeciras	4,0	4,0
REPESA	52 % INI; 40 % TEXACO-Chexon; 8 % Aktionäre	Cartagena	8,0	8,0
ENCASO	100 % INI	Puertollano	3,4	6,0
PETROLIBER	54 % Staat; 28 % Marathon; 18 % Aktionäre	La Coruña	4,0	4,0
RIO GULF	60 % Riotinto; 40 % Gulf	Huelva	4,0	4,0
ESSO PETROLEOS	50 % Banesto; 50 % ESSO	Castellón	4,0	4,0
ASESA	50 % CEPESA; 50 % CAMPSA	Tarragona	0,8	0,8
PETRONOR	38 % Gulf; 30 % CAMPSA; 37 % Banken, 5 % Riogulf	Vizcaya	5,0	5,0
GEPLANT	-	Tarragona	-	7,0
ANGEKÜNDIGT	-	Zentrum	-	im Bau
S U M M E			36,2	50,8

RAFFINERIESTANDORTE, -KAPAZITÄT UND -BETEILIGUNGSSTRUKTUR

Wie die Aufstellung in Tabelle 7 /3,4/ zeigt, wurde auch der Bau weiterer Raffinerien vorwiegend der Privatinitiative überlassen. Die bemerkenswert hohen Entfernungen zu den eigentlichen Verbrauchszentren kamen durch Einwirken der Regierung aus regionalpolitischen Gründen zustande /6/.

TAB. 7



ENTWICKLUNG DES RAFFINERIE-PRODUKTSPEKTRUMS
1960 - 1972

ABB. 5

In Abb. 5 wird die Entwicklung des Produktspektrums der Raffinerien wiedergegeben.

Der vorherrschende Raffinerietyp ist, wie auch aus der Darstellung in etwa zu entnehmen ist, die Hydroskimming- oder Straight-Run-Raffinerie. Im Jahre 1971 betrug die thermische und katalytische Crack-Kapazität nur annähernd 2 Mio jato gegenüber 40 Mio jato Gesamtdestillierkapazität /8/.

Der überproportional gewachsene Bereich "restliche Produkte" beruht überwiegend auf dem ab 1966 einsetzenden verstärkten Einsatz von Naphta in Stadtgaswerken und der chemischen Industrie.

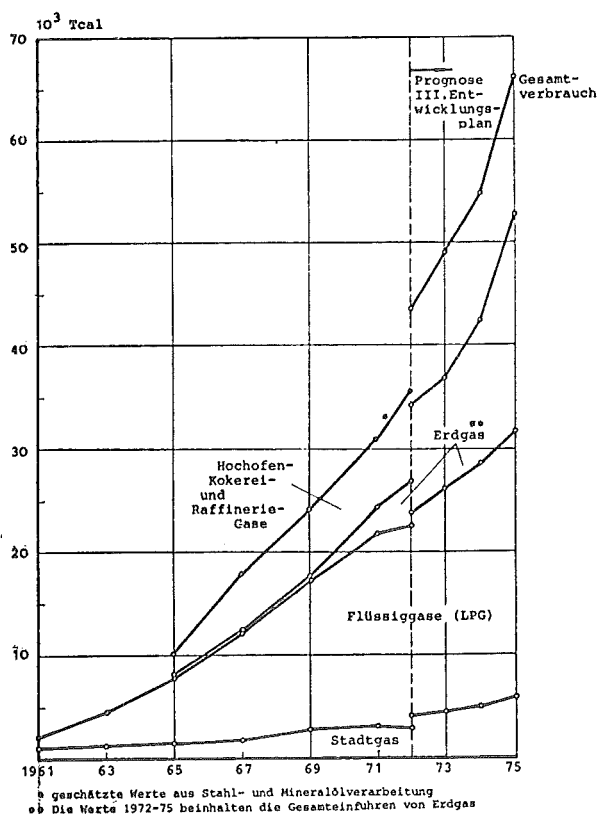
2.2.3 Gaswirtschaft

2.2.3.1 Entwicklung und Struktur des Verbrauchs

Seit Anfang der sechziger Jahre befindet sich die Gaswirtschaft in einer außerordentlich starken Expansion (Abb. 6 /9,10,3,28/). Die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate betrug von 1965 bis 1972 fast 20 %.

Sieht man einmal vom Raffinerie-, Hochofen- und Kokereigas ab, die als Koppelprodukte bei industriellen Prozessen anfallen und größtenteils zur Deckung des Eigenbedarfs dienen, so entfällt der Hauptanteil auf den Verbrauch von Flüssiggasen (75 % Butan, 25 % Propan).

Während die Versorgung mit Stadtgas nur die leitungsgebundenen Verbraucher erfassen kann, ermöglicht der Vertrieb von LPG in leichttransportablen Behältern die Belieferung auch entlegener Abnehmer. Die Zunahme der Abnehmerzahlen (siehe Tab. 8 /3/) von 840.000



ENDVERBRAUCH GASFÖRMIGER BRENNSTOFFE IN SPANIEN

Jahr	Stadtgas	Flüssiggas	Erdgas	10 ³
1961	506	1.839		
1962	522	1.099		
1963	546	1.922		
1964	570	2.995		
1965	597	4.037		
1966	639	5.102		
1967	680	6.083		
1968	719	6.960		
1969	770	9.237	-	
1972	888	9.800	131	Prognose
1973	900	9.750	171	III. Entwicklungsplan
1974	954	9.726	200	
1975	1.000	9.680	230	

ENTWICKLUNG DER ANZAHL DER GASABNEHMER

TAB. 8

ABB. 6

im Jahre 1961 auf fast 9,2 Mio im Jahre 1969 verdeutlicht, welche Bedeutung diesem praktikablen Brennstoff mittlerweile zukommt. Die überwiegende Mehrheit der spanischen Haushalte verwendet Butan oder Propan als Heizenergie zum Kochen.

Bei Stadtgas betrug die jährliche Wachstumsrate im Jahrzehnt 1960 bis 1970 7 %. Der Absatz beschränkte sich auf die 15 Städte, die über ein Gasverteilungsnetz verfügen. Die Rohstoffbasis verlagerte sich in diesem Zeitraum fast vollständig von der Kohle zur Verwendung von Naphta /6,9/.

2.2.3.2 Die Bedeutung des Erdgases

Für die Zukunft wird der Einfuhr von verflüssigtem Erdgas (LNG) große Bedeutung beigemessen. Spanien verfügt selbst über keine nennenswerten Erdgasvorräte. Das 1968 entdeckte Erdgasfeld in Vitoria (siehe Tab. 9 /9/) hat nur eine geringe Ergiebigkeit.

Jahr	m ³	Tcal	Index
1963	880.970	7,93	100
1964	2.417.420	21,76	274
1965	3.289.436	29,60	373
1966	3.828.229	34,45	434
1967	3.114.678	28,03	553
1968	2.474.031	22,27	231
1969	3.767.336	35,79	451

ERDGASPRODUKTION IN VITORIA

1965 wurde die Gesellschaft GAS NATURAL TAB. 9

S.A. (Beteiligungen: Catalana de Gas 36 %;

Standort Oil Co. of N.J. 35 %, Bankenkonsortium 15 %) mit Sitz in Barcelona gegründet, um den Import und Vertrieb von LNG wahrzunehmen. Seit 1969 ist in Barcelona die erste Wiedervergasungsanlage in Betrieb. Mit Lybien und Algerien wurden Verträge für die Lieferung von LNG (siehe Tab. 10 /8/ und 11 /11/) abgeschlossen. Der Preis pro Nm³ Erdgas betrug 1970 nach einer Auskunft

von GAS NATURAL S.A. bei Austritt aus der Wiedervergasungsanlage 8,6 Pfg (1 DM \approx 20 Pts). Der Methangehalt des lybischen Erdgases liegt nur bei 65 %. Von 1000 Mio Nm³/a fallen etwa 300.000 t an Butan und Propan an, die über die Gesellschaft BUTANO S.A. vermarktet werden.

Land	Menge	Lieferbeginn	Vertragsdauer
Lybien	1000 10 ⁶ Nm ³ /a	1969	15 Jahre
Algerien	1500 10 ⁶ Nm ³ /a	1974	15 Jahre

LNG - IMPORTVERTRÄGE

TAB. 10

1969	82,37	Mio Nm ³
1970	842,0	Mio Nm ³
1971	942,0	Mio Nm ³

GETÄTIGTE LNG-IMPORTE
SEIT 1969

TAB. 11

2.2.3.3 Absatzschwerpunkte und Verbraucherstruktur

Der Schwerpunkt des Gasverbrauches konzentriert sich auf die drei großen industriellen Ballungsgebiete. So wurden 1969 im Ballungsraum Barcelona 38 %, an der kantabrischen Küste um Bilbao 23 % und im Zentrum um Madrid 11 % des in Spanien abgesetzten Gases verbraucht.

Hauptabnehmer für Gas sind die Haushalte mit 61,5 %, gefolgt von der Eisen- und Stahlindustrie mit 17,3 % und der chemischen Industrie mit 7,1 %, die zusammen mit der Kraftwirtschaft fast 90 % des Gesamtverbrauches erzielen (siehe Tab. 12 /9/).

Um eine Ausweitung des Gasabsatzes (insbesondere Erdgas) zu erreichen, ist der Ausbau der Infrastruktur (Gasverteilungsnetz) in den Ballungszentren erforderlich. Eine im Auftrag des Industrie-Ministeriums von einer holländischen Gesellschaft und CAMPSA 1969 angefertigte Marktstudie beziffert das Absatzpotential für Erdgas auf 8 Mrd Nm³ für das Jahr 1980. Ein weiterer Teil der vorliegenden Arbeit wird sich mit der Möglichkeit des Bezugs von Erdgas aus Algerien über eine Pipeline befassen.

Verbrauchssektor	% vom Gesamtverbrauch
Haushalte	61,5 %
Handel und Handwerk	5,2 %
Eisen- und Stahlindustrie	17,3 %
Chemische Industrie	7,1 %
Stromerzeugung	4,8 %
SUMME	95,9 %

GASVERBRAUCH NACH SEKTOREN 1969

TAB. 12

2.2.4 Das Wasserkraftpotential

Das hydroelektrische Potential Spaniens pro km² beträgt nur etwa die Hälfte des europäischen Kontinentaldurchschnitts. Demgegenüber ist der derzeitige Ausnutzungsgrad der zur Verfügung stehenden Wasserkraft sehr hoch. Ursache hierfür ist die Notwendigkeit zur Bewässerung weiter landwirtschaftlicher Flächen. Der Bau von Staudämmen und die Regulierung von Flußläufen ist aus diesem Grunde sehr weit fortgeschritten.

	TWh/a	%
Theoretisches Brutto-Potential	144,4	100
Nutzbare Potential	58,1	40
Genutztes Potential im Jahr 1970	27,96	19,3

WASSERKRAFTPOTENTIAL NACH UNESA

TAB. 13

Jahr	Installierte Leistung 10 ³ KW	Produzierte Energie TWh
1955	3.200	9,13
1960	4.000	15,6
1965	7.193	19,7
1970	10.883	27,96
1973	11.400	33,0
1977	14.900	34,3
1980	17.200	35,4
1983	18.400	38,4

ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN
HYDRO-ELEKTRISCHEN LEISTUNG

TAB. 14

Prognose P.E.N.

Nach einer Schätzung von UNESA (Unidad Eléctrica S.A.) verfügt das Land über ein theoretisches Brutto-Wasserkraftpotential von 744,4 TWh/a (siehe Tab. 13 /4,12/). Diese Angabe ist eine Vergleichsziffer und in Wirklichkeit nicht zu erreichen. Das nutzbare Potential wird mit 58,1 TWh/a angegeben. Hier- von wurden im Jahre 1970 bei einer installierten Leistung von 10,9GW 48 % genutzt. Nach der in Tab. 14 /13,14,25/ auf- geführten Prognose des Plan Eléctrico Nacional (P.E.N.) wird der Bestand an Wasser- kraftwerken 1983 mit 18,4 GW das hydroelektrische Potential

zu 66 % nutzen können. Der weitere Zubau von Wasserkraftwerken wird zu die- sem Zeitpunkt aus Gründen der Wirtschaftlichkeit keinen nennenswerten Umfang mehr annehmen.

2.2.5 Kernenergie

2.2.5.1 Stand der Kerntechnik in Spanien

Im Jahre 1951 erfolgte die Gründung der spanischen Atomenergiebehörde J.E.N. (Junta de Energía Nuclear) in Madrid, die eine seit 1948 tätige Studienkom- mission ablöste. Entsprechend ihren Gründungsstatuten fallen der J.E.N. meh- rere Funktionen zu. Einerseits hat sie als staatliche Behörde eine Kontroll- und Überwachungsaufgabe und andererseits als Forschungs- und Beratungsinsti- tut die spanische Atomindustrie bei ihrem Aufbau koordinierend zu unterstüt-

zen. Im Jahre 1957 wurde die J.E.N. mit dem Rang einer Generaldirektion für Atomenergie direkt dem Industrieminister (Industrie-Ministerium) unterstellt.

Die Aktivitäten der J.E.N. waren anfangs schwerpunktmäßig auf die Uranprospektion, die Beherrschung der Technologien zur Gewinnung von Natururan und die Herstellung von Brennelementen ausgerichtet. Hiermit sollte die Grundlage für eine zukünftige Brennstoffversorgung spanischer Kernkraftwerke durch eigene Ressourcen geschaffen werden. Schon 1954 konnte die erste Musteranlage zur Herstellung nuklearreinen Urans in Betrieb genommen werden.



ABB. 7

Das Hauptanliegen der J.E.N. ist heute die Gewinnung von Erfahrungen beim Bau von Kernkraftwerken, um die einheimische Industrie mit einem möglichst hohen Anteil am Bau der Kraftwerke und deren Komponenten partizipieren zu lassen. Mit technischer und finanzieller Hilfe der USA wurde 1958 der erste Forschungsreaktor der J.E.N. in Betrieb genommen. In den darauffolgenden Jahren wurden vier weitere Reaktoren, jeweils einer in Barcelona, Bilbao und zwei in Madrid, zu Ausbildungs- und Forschungszwecken gebaut. Mittels dieser Einrichtungen wurde die Bildung eines qualifizierten Stabes an Chemikern, Physikern und Ingenieuren im Bereich Kerntechnik ermöglicht /15/.

Die Schwerpunkte des Programms der J.E.N. für die nächsten Jahre sind /18/:

- Projekt: "Schneller Brüter"
Bis 1980 soll ein Prototypreaktor gebaut werden mit dem Ziel, die erforderlichen Technologien zur Planung und zum Bau von "Schnellen Brütern" zu erlangen. Das Ministerium hat für diesen Zeitraum Mittel in Höhe von 4.250 Mio Ptas (215 Mio DM) bewilligt. Zur Zeit wird bei der J.E.N. ein Natriumkreislauf (Stiftung BRD) in Betrieb genommen.
- Entwicklung eigener Anlagen zur Brennelementherstellung für LWR.
- Meerwasserentsalzung. Ziel: Beherrschung der Technologien zum Bau von Meerwasserentsalzungsanlagen (100 % spanische Herstellung).
- Beratung und Überwachung bei der Herstellung von Nuklearkomponenten.
- Radioaktive Isotope.

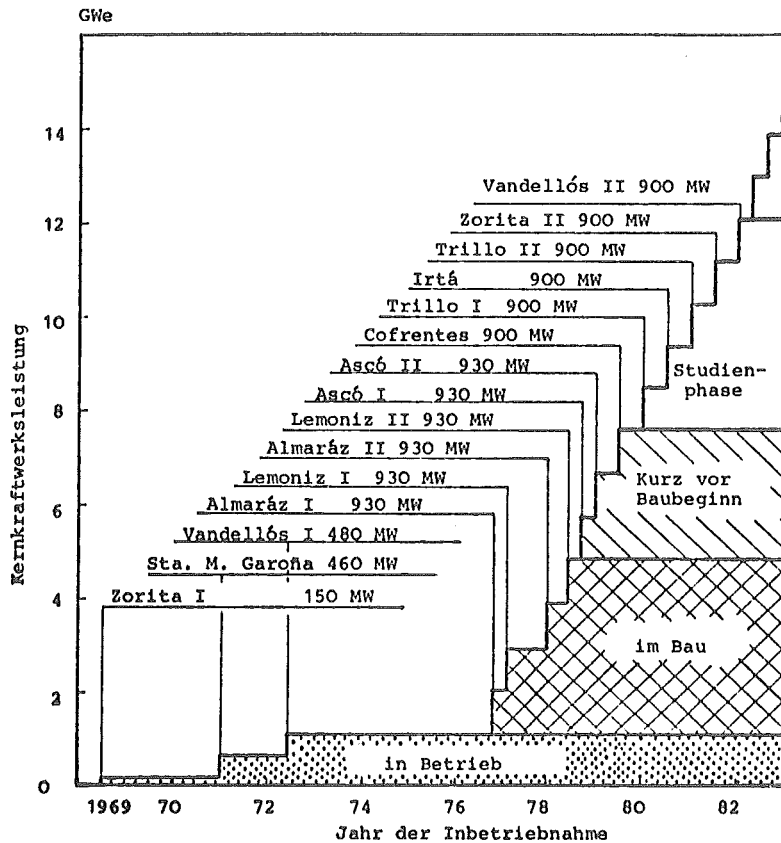
2.2.5.2 Der Zubau von Kernkraftwerken

Seit Anfang 1973 sind in Spanien drei Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 1.113 MW in Betrieb. Diese drei Kraftwerke sind:

- Zorita de los Canes, mit einem 153 MW Druckwasserreaktor von Westinghouse, Inbetriebnahme 1969.
- Sta. María de Garoña, mit einem 460 MW Leichtwasserreaktor von General Electric, Inbetriebnahme 1971.
- Vandellós, mit einem 500 MW Gas-Graphit-Reaktor (CO₂-gekühlt) französischer Bauart, Inbetriebnahme 1972 /14/.

In Abb. 8 /17,14,3/ ist die bisherige und zukünftige Entwicklung des Zubaus von Kernkraftwerken dargestellt.

Demnach befinden sich derzeit 4 Kraftwerke im Bau, drei kurz vor Baubeginn und 5 weitere in Vorbereitungs- bzw. Studienphase. Es handelt sich dabei ausnahmslos um Druckwasserreaktoren, deren Blockgröße einheitlich 900 - 930 MWe



ENTWICKLUNG DES ZUBAUS AN KERNKRAFTWERKEN

beträgt. Der Plan Eléctrico Nacional (P.E.N.) sieht für das Jahr 1983 für Kernkraftwerke eine installierte Gesamtleistung von 15 GW vor /13/. Demnach müssen im Jahrzehnt 1973 - 83 annähernd 14.000 MW Kernkraftwerksleistung zugebaut werden.

ABB. 8

2.2.5.3 Uranreserven und Brennstoffzyklus

Die Rechte zur Uran-Prospektion werden von der Junta de Energía Nuclear wahrgenommen. Sie ist befugt, an privatwirtschaftliche Unternehmen Prospektionsrechte zu vergeben. Bisher sind etwa 50 % des geologisch günstigen Geländes untersucht worden. Nach dem bisherigen Stand der Ermittlungen belaufen sich die Vorräte an Uran auf die in Tab. 15 /20/ angegebenen Mengen. Die tatsächlichen Reserven können sich nach Prospektion der bisher unerforschten Gebiete als wesentlich höher erweisen.

Preisklasse des Minerals	g/lb	Reserven t U ₃ O ₈
1. Kategorie	5 - 10	9.000
2. Kategorie	10 - 15	22.500
3. Kategorie	15 - 30	250.000

GESCHÄTZTE URANRESERVEN (t U₃O₈)

1959 wurde in Adujar (Jaén) eine Anlage zur Herstellung von Urankonzentraten (75 % U₃O₈) mit einer Kapazität von 60 t U₃O₈/a in Betrieb genommen. Die Kapazität soll bis 1974-75 durch den Bau einer neuen Fabrik in Ciudad Rodrigo (Salamanca) um 400 t U₃O₈/a erweitert werden /3/.

TAB. 15

Es wird angestrebt, daß alle Phasen des Brennstoffzyklus mit Ausnahme der Urananreicherung in Zukunft in Spanien durchgeführt werden. Das kürzlich mit staatlicher und privater Beteiligung gegründete Unternehmen ENUSA (Empresa Nacional del Uranio) wird mit Unterstützung der J.E.N. alle Aufgaben im Zusammenhang mit der Herstellung von Brennelementen übernehmen. Bezüglich der Urananreicherungsphase sind Verhandlungen über die Kooperation an europäischen Vorhaben (Gasdiffusion + Zentrifugenverfahren) im Gange /17/.

2.2.5.4 Beteiligung der spanischen Industrie am Bau von Kernkraftwerken

Die bisher erstellten Kraftwerke wurden schlüsselfertig vom Hersteller übergeben. Die spanische Beteiligung beschränkte sich ausschließlich auf den konventionellen Teil. Durch Einwirken der Administration in Zusammenarbeit mit anderen Gremien wie /23/:

- Forum Atómico Español,
- SERCOBE (Vereinigung der Investitionsgüterhersteller),
- J.E.N.

kamen dabei, gemessen an der Gesamtinvestition, folgende Beteiligungen spanischer Firmen zustande /20/:

Zorita de los Canes	37,4 %,
Sta. María de Garoña	41 %,
Vandellós	36 %.

Es sind mehrere Studien in Arbeit mit dem Ziel, den Umfang der möglichen nationalen Beteiligung auf über 80 % zu erhöhen. Der P.E.N. sieht vor, daß alle nach dem 31.12.72 genehmigten Kernkraftwerke eine Mindestbeteiligung spanischer Unternehmen von 60 % haben müssen /24/.

<u>BETR. I</u>		
Genehmigung der Resolution zur Herstellung von nuklearen Dampf- erzeugersystemen für Druck- und Siedewasserreaktoren bis zur Ein- heitsleistung von 1.250 MW.		
ART. 1:	Die erforderlichen Importe an Investitionsgütern zur Ausrüstung der Fabrikationsanlagen erhalten Zollermäs- sigung bis zu 95 %.	
ART. 2:	...	
ART. 3:	Die nationale Beteiligung wird mit folgenden minimalen Prozentsätzen festgelegt:	
	1. Phase 1976 - 1980	2. Phase 1980 - 1984
Druckbehälter	45	70
Einbauten	55	70
Kompressoren	60	75
Dampferzeuger	30	40
Primärkreislauf (Leitungen)	60	70

DEKRET 2691/1972 VOM 15. SEPTEMBER 1972 (Auszug)
BEZÜGLICH DER SPANISCHEN BETEILIGUNG BEIM BAU
VON KERNKRAFTWERKEN

Der entscheidende Schritt ist durch den Beschluß zum Bau einer Fabrik für Nuklearkomponenten im vorigen Jahr zustande gekommen. Grundlegend hierfür war das Dekret der Regierung von 15. September 1972 (siehe Tab. 16 /21/), das die minimalen Anteile nationaler Beteiligung für die nächsten Jahre festlegt und den Bau der Fabrikationsanlagen genehmigt.

Die Gründung dieser Nuklearkomponentenfabrik ist inzwischen erfolgt und die Inbetriebnahme für 1976 vorgesehen (Tab. 17 /22/). Der Technologie-Transfer aus dem Ausland vollzieht sich auf diese Weise nicht in Form von Direktimporten von Anlagekomponenten, sondern über die Vergabe von Lizenzen und Know-how-Vermittlung der ausländischen Konzerne an ihre Tochtergesellschaften oder an spanische Unternehmen.

Standort:	Santander		
Beteiligungen:	La Maquinista Terrestre y Marítima	34 %	
	Babcock & Wilcox, Bilbao	34 %	
	Mecánica de la Peña	24 %	
	Stein-Roubaix	8 %	
Gesamtinvestition:	1.600 Mio Ptas		1. Phase
	2.300 Mio Ptas		2. Phase
Beschäftigte	800 - 1.000		
Inbetriebnahme:	1976		

FABRIKATIONSANLAGE ZUR HERSTELLUNG VON LWR-KOMPONENTEN
IN SPANIEN

TAB. 17

2.2.6 Kraftwirtschaft

2.2.6.1 Die Struktur der Kraftwirtschaft

Im Jahre 1944 wurde von den größten Elektrizitätsgesellschaften Spaniens die UNESA (Unidad Eléctrica S.A.) als Dachverband der EVUs gegründet mit dem Ziel, die Aktivitäten im Elektrizitätssektor zu koordinieren und insbesondere die noch immer anhaltenden Stromrestriktionen der Nachkriegszeit abzubauen. Die Trägergesellschaften von UNESA (Tab. 18 /13/) verhalten sich so, als ob die Erzeugung, der Transport und die Verteilung elektrischer Energie in Spanien in den Händen eines einzigen Unternehmens lägen. Auch einige staatliche, zum INI gehörende Gesellschaften sind in die UNESA integriert. Auf die 27 Mitglieder von UNESA entfielen im Jahre 1972 (einschließlich

Iberduero, S.A.
Hidroeléctrica Española, S.A.
Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S.A.
Unión Eléctrica, S.A.
Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribargozana, Sociedad Anónima.
Fuerzas Eléctricas del Noroeste, S.A.
Electra de Viesgo, S.A.
Saltos del Sil, S.A.
Empresa Nacional de Electricidad, S.A.
Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.
Hidroeléctrica de Cataluña, S.A.
Eléctricas Reunidas de Zaragoza, S.A.
Compañías Eléctrica de Langreo, S.A.
Gas y Electricidad, S.A.
Centrales Térmicas del Norte de España, S.A.
Energía e Industrias Aragonesas, S.A.
Productora de Fuerzas Motrices, S.A.
Fuerzas Eléctricas de Navarra, S.A.
Unión Eléctrica de Canarias, S.A.
Fuerzas Hidroeléctricas del Segre, S.A.
Empresa Nacional Eléctrica de Córdoba, S.A.
Hidroeléctrica de Galicia, S.A.
Eléctricas Leonesas, S.A.
Compañía Riegos de Levante, S.A.
Saltos del Nansa, S.A.
Saltos del Guadiana, S.A.
Minero-Siderúrgica de Ponferrada, S.A.

Bei allen statistischen Angaben werden die Daten von ENCASO und ENSIDESA mit einbezogen.

TRÄGERGESELLSCHAFTEN VON
UNESA (UNIDAD ELÉCTRICA, S.A.)

TAB. 18

ENCASO und ENSIDESA) 95,2 % der Stromerzeugung des Landes. Die restlichen 4,8 % verteilen sich auf Industriekraftwerke und eine Vielzahl kleinerer Unternehmen (annähernd 500), die vorwiegend in ländlichen Gebieten operieren /6/.

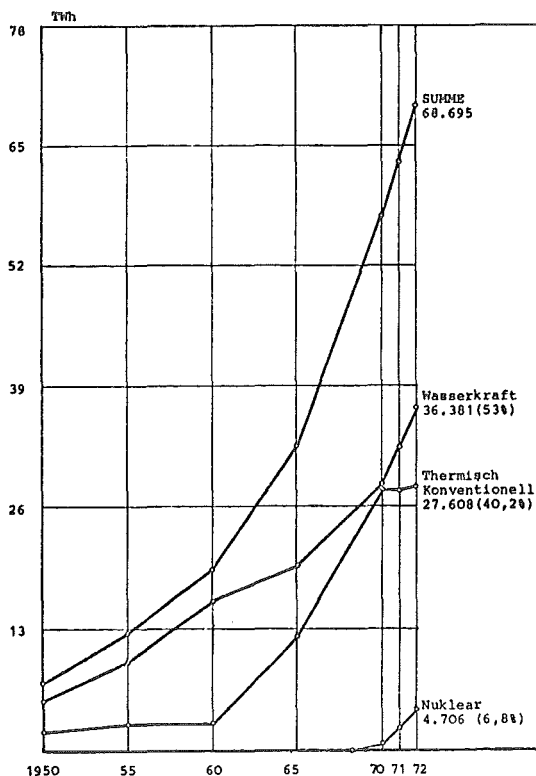
2.2.6.2 Stromerzeugung und installierte Leistung

Die Kraftwirtschaft befindet sich, gekoppelt an die allgemeine Wirtschaftsentwicklung, seit zwei Jahrzehnten in einer außerordentlich starken Expansion. Die jährliche durchschnittliche Wachstumsrate betrug im Jahrzehnt 1950-60 9,9 % und steigerte sich im darauffolgenden Jahrzehnt sogar auf 11,7 %.

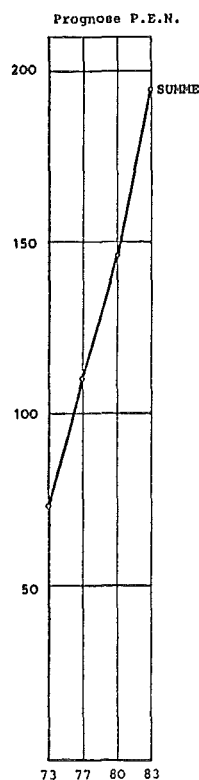
Im Jahre 1972 wurden in Spanien 68,7 TWh elektrischer Energie erzeugt (siehe Abb. 9 /15/). Davon stellte nach wie vor die Wasserkraft mit 53 % den höchsten Anteil, gefolgt von den konventionellen thermischen Kraftwerken mit 40,2 %. Die Kernenergie erreichte immerhin schon 6,8 % der Gesamtsumme bzw. 17,5 % der thermischen Erzeugung. Die der UNESA angegliederten Unternehmen (einschließlich ENCASO und ENSIDESA) waren an der Gesamtproduktion mit 95,6 % (Kernenergie 100 %) beteiligt.

Der Plan Eléctrico Nacional sieht für die Erzeugung elektrischer Energie im Zeitraum von 1973 - 1983 ein jährliches Wachstum von 10,4 % vor; d.h. bis 1983 wird sich die Produktion in etwa verdreifachen und annähernd 200 TWh erreichen.

Abb. 10 /25/ zeigt die Entwicklung der installierten Engpaßleistung, die im Jahre 1972 21.886 MW betrug. Anteilmäßig entfielen hierbei auf die Wasserkraftwerke 50,9 %, auf die thermisch-konventionellen 44 % und auf



JÄHRLICHE PRODUKTION ELEKTRISCHER ENERGIE
1950 - 1983



die Kernkraftwerke 5,1 % der Gesamtleistung. Seit 1970 ist erstmals eine abnehmende Tendenz bei den Zuwachsraten für den Zubau von Wasserkraftwerken zu beobachten. Der P.E.N. sieht für die Jahre 1973-83 zwar noch eine Steigerung der Wasserkraftleistung auf 18,4 GW vor, davon werden jedoch 5,2 GW in Form von Pumpspeicherwerken zugebaut (Tab. 19 /25/). Mit 18,4 GW ist ohnehin die Grenze der wirtschaftlich nutzbaren Wasserkraft erreicht (siehe auch Kapitel 2.2.2.4).

ABB. 9

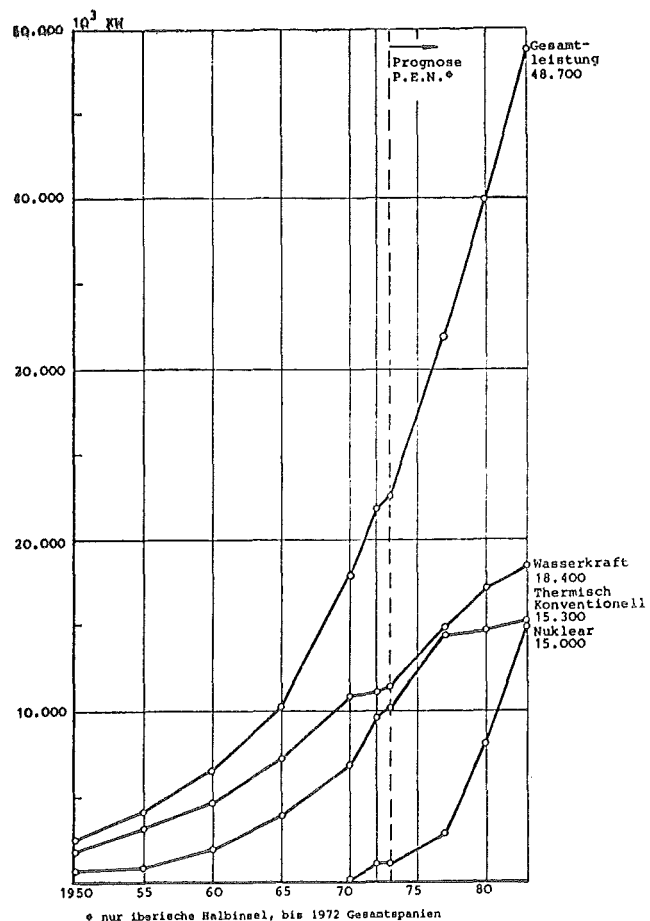
Die Gesamtleistung soll von 22,5 GW auf 48,7 GW steigen. Die Kernenergie stellt mit annähernd 60 % den Hauptanteil der Kraftwerksneubauten und wird damit zum wichtigsten Energieträger in der Kraftwirtschaft.

TAB. 19

Kraftwerksart	1973	1977	1980	1983
Wasserkraftwerke	10,9	12,1	13,2	13,2
Pumpspeicherwerke	0,5	2,8	4,0	5,2
Kohlekraftwerke ¹⁾	3,8	5,2	5,2	5,2
Heizölkraftwerke	6,1	8,6	8,6	8,6
Gasturbine	0,2	0,4	0,9	1,5
Kernkraftwerke	1,0	2,8	8,0	15,0
SUMME	22,5	31,9	39,9	48,7

¹⁾ Kohle und Sonstiges

ENTWICKLUNG DER STRUKTUR DER ENGPASSLEISTUNG NACH DEM
PLAN ELÉCTRICO NACIONAL (P.E.N.)



INSTALLIERTE ENGPASSLEISTUNG 1950 - 1983

ABB. 10

2.2.6.3 Kraftwerksauslastung, Lastkurven, Verbundnetz

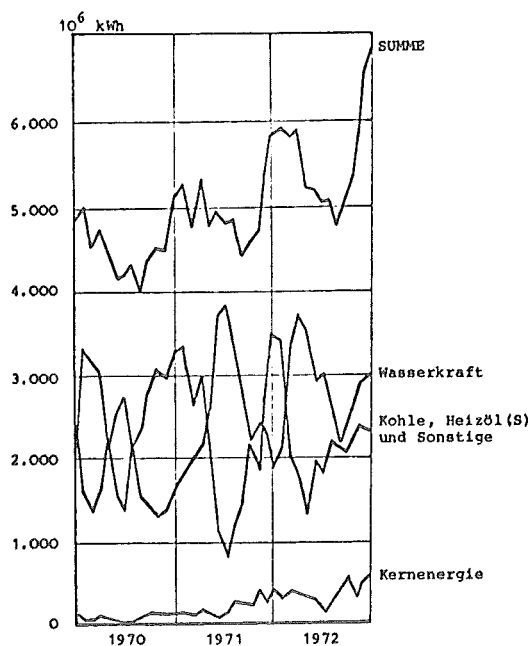
Tab. 20 /13,25/ gibt die Struktur der installierten Leistung nach der Art der verwendeten Energieträger für die Jahre 1971 und 1972 wieder. Die durchschnittliche Benutzungsdauer der Kraftwerke lag mit 3.272 h/a niedrig (BRD 1970: 4.700 h/a). Dies ist hauptsächlich bedingt durch die klimatischen Eigenarten des Landes. Die erforderliche Bewässerung weiter Landstriche mit Stauwasser hat eine hohe Auslastung der Wasserkraftwerke im Sommer zur Folge. Der Auslastungsgrad der Wasserkraftwerke ist abhängig von der jährlichen Niederschlagsmenge und kann je nach deren Höhe in einem

Energieträger	Installierte Leistung MW		Benutzungsdauer h/a	
	1971	1972	1971	1972
Wasserkraft	11.060	11.135	2.957	3.267
Kernenergie	613	1.120	4.115	4.202
Kohle (>4.500 kcal/kg)	1.111	1.660	3.465	3.813
Kohle (<4.500 kcal/kg)	589	589	4.232	5.130
Braunkohle	614	614	3.865	4.666
Heizöl	3.705	5.062	3.277	2.114
Verschiedenes	975	1.293	5.275	2.620
SUMME bzw. durchschnittliche Benutzungsdauer	19.054	21.886	3.272	3.139

INSTALLIERTE LEISTUNG NACH ENERGIETRÄGERN UND
BENUTZUNGSDAUER

TAB. 20

- trockenen Jahr 2.200 h/a,
 - mittleren Jahr 3.000 h/a
 - feuchten Jahr 4.200 h/a
- /26/ betragen.



MONATLICHE STROMERZEUGUNG 1970 - 1972

Die Kohle- und Heizölkraftwerke gleichen die saisonalen und jährlichen Schwankungen, wie Abb. 11 /25/ zeigt, wieder aus. Für die Zukunft ist eine wesentliche Erhöhung der durchschnittlichen Benutzungsdauer zu erwarten, da mit dem Bau von Kernkraftwerken nur Grundlast zugebaut wird. Die vorhandene thermische und hydraulische Leistung ist dann sehr gut geeignet, den Spitzen- und Mittellastbedarf zu decken.

ABB. 11

Der erforderliche Ausgleich thermischer und hydraulischer Stromerzeugung setzte schon früh den Ausbau eines ausgedehnten Verbundnetzes voraus. Dieser ist, wie Abb. 12 /25/ zeigt, gemessen am Entwicklungsstand Spaniens sehr weit fortgeschritten.



DAS 380 KV UND 220 KV VERBUNDNETZ DER SPANISCHEN KRAFTWIRTSCHAFT
IM JAHRE 1972

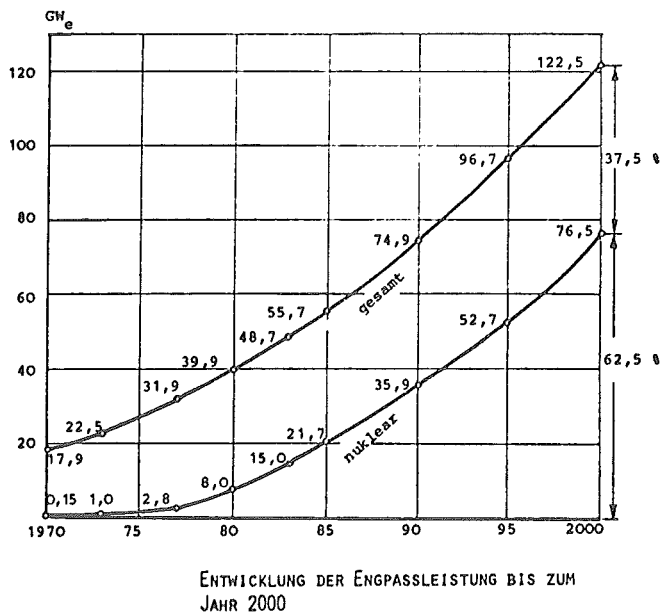
ABB. 12

Das Netz ist, ausgehend von den natürlichen Gegebenheiten, gewachsen, nämlich aus den Verbindungen zwischen den Standorten der Kraftwerke (Kohlegruben, Wasserläufe und Stauseen) und den Verbrauchszentren. Die Länge der Hochspannungsleitungen belief sich im Jahre 1972 auf:

- 3.817 km 380 kV-Netz
- 11.839 km 220 kV-Netz
- 14.012 km 110 - 132 kV-Netz

Der weitere Ausbau des Verbundnetzes ist in großem Umfang vorgesehen.

2.2.6.4 Prognose der Entwicklung der Engpaßleistung bis zum Jahre 2000



Der verstärkte Zubau von Kernkraftwerken macht eine langfristige Planung erforderlich. Aufbauend auf dem Programm des P.E.N. erstellte die Junta de Energia Nuclear eine Prognose des Leistungsbedarfs bis zum Jahr 2000 (siehe Abb. 13 /17/). Nach dieser Extrapolation soll die Kernenergie im Jahre 2000 einen Anteil von 62,5 % der installierten Engpaßleistung (122,5 GW) erreichen. Für die Leistung der konventionellen Kraftwerke ist eine Erhöhung von 31,9 GW (1980) auf 46 GW (2000) vorgesehen. Es ist entsprechend den geplanten Neubauten bis 1983 (P.E.N.) anzunehmen, daß der Zubau überwiegend aus Heizölkraftwerken bestehen wird.

ABB. 13

2.2.7 Primärenergieverbrauch

Nach der kurzen Übersicht über die Situation in den einzelnen Energiesektoren kann nun, ausgehend von dem Verbrauch der verschiedenen Primärenergieträger, die Gesamtentwicklung des Primärenergiebedarfs dargestellt werden.

Der Verbrauch an Primärenergie war, wie ein Vergleich mit der in Kapitel 2.1, Abb. 2, dargestellten wirtschaftlichen Entwicklung zeigt, eng mit dieser verbunden. So lagen die durchschnittlichen Wachstumsraten im Jahrzehnt 1950 - 60 mit 6,3 % und von 1960 - 70 mit 7,3 % ähnlich hoch, wie die des BSP (siehe Abb. 13 /27,3/). Aus Abb. 14 ist deutlich zu erkennen, in welchem Umfang die Kohle und die Wasserkraft als Hauptstützen der Energieversorgung des Landes

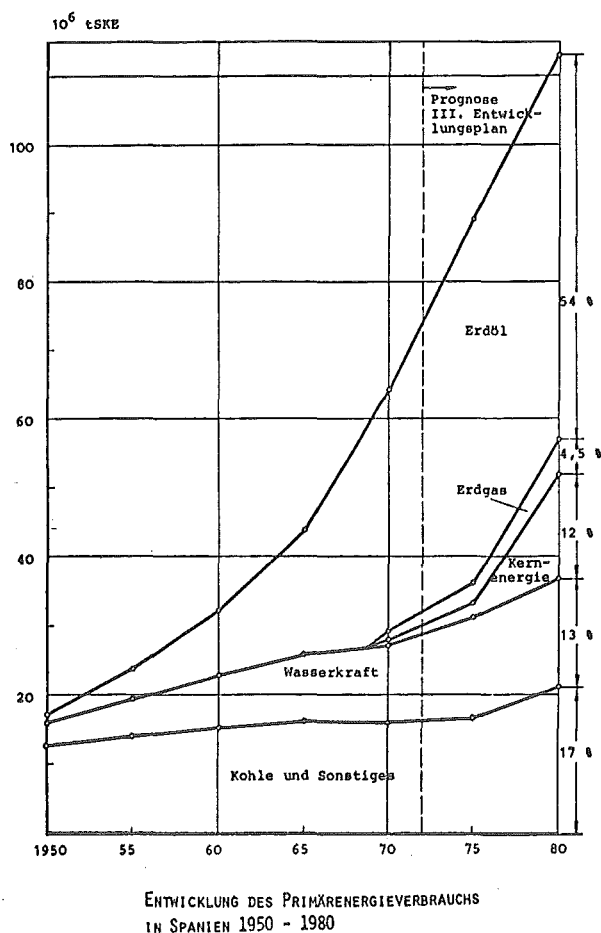


ABB. 14

vom Erdöl verdrängt worden sind. Deren Anteil am Gesamtenergiebedarf sank von 92 % im Jahre 1950 auf 42 % im Jahre 1970. Nach der Prognose des III. Entwicklungsplanes soll er 1980 nur noch 29 % betragen. Die Importabhängigkeit ist im gleichen Zeitraum von nur 8 % (1950) auf 62 % (1970) gestiegen. Die Einführung der Kernenergie bremst zwar die Zuwachsraten etwas ab, trotzdem wird sich der Anteil der Importe an Primärenergie 1980 weiter bis auf 65 % erhöhen. Die Entwicklung macht deutlich, wie dringend die Erschließung neuer Energiequellen im Hinblick auf die politisch unsichere Erdölbasis geworden ist.

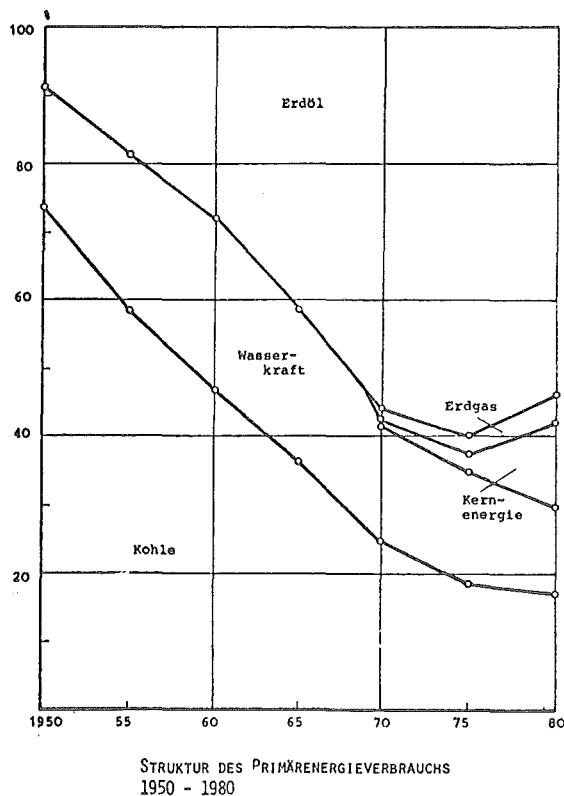


ABB. 15

2.3 Energieintensive Industriesektoren

2.3.1 Eisen- und Stahlindustrie

2.3.1.1 Struktur des Eisen- und Stahlsektors

Die Entwicklung der Eisen- und Stahlindustrie in Spanien erfolgte anfangs nur sehr zögernd. Nach einer langen Phase der Stagnation und Rezession während

der Bürgerkriegs- und Nachkriegszeit

GRUNDSÄTZE DER "KONZERTIERTEN AKTION" IN DER
TAB. 21 STAHLINDUSTRIE

stieg die Stahlproduktion erst im Jahre 1953 wieder auf 1 Mio t, eine Höhe, die schon 1929 erreicht worden war. Die außenwirtschaftliche Isolierung, der Devisenmangel und die geringen Betriebsgrößen verhinderten eine Ausweitung und Rationalisierung der Produktion trotz der potentiell hohen Nachfrage.

Die Neuordnung und Expansion in der Stahlindustrie wurde Mitte der fünfziger Jahre von staatlicher Seite durch die Gründung des Stahlwerkes ENSIDESA (Empresa Nacional Siderúrgica, S.A.) eingeleitet. Die Wende kam jedoch erst mit dem Stabilitätsplan und der teilweisen Liberalisierung der Einfuhren im Jahre 1959 /29/.

Die verstärkte aktive Unterstützung der Administration setzte dann im Jahre 1964 ein, als das Gesetz zur "Konzertierten Aktion" (Régimen de Acción Concertada 1963) im Stahlsektor zur Anwendung kam (siehe Tab. 21 /30/). Die in der

INTEGRIERTE STAHLWERKE
ENSIDESA
Altos Hornos de Vizcaya, S.A.
UNINSA
NICHTINTEGRIERTE STAHLWERKE
Altos Hornos de Cataluña, S.A.
Azma, S.A.
Echeban Orbeago, S.A.
Industrias del Besós, S.A.
José Ma. Aristain, S.A.
Rico y Echeverría, S.A.
S.E.C. Babcock & Wilcox, C.A.
Torres, Herrería y Construcciones, S.A.
Unión Cerrajería, S.A.
Victorio Luzuriaga, S.A.
SPEZIALSTÄHLE
Acerías y Forjas de Azcoitia, S.A.
Aceros y Fundiciones del Norte - P. Orbeago
Forjas Alavesas, S.A.
S.A. Echeverría
S.E. de Construcción Naval
Die Unternehmen der "Konzertierten Aktion" stellen 90 % der Stahlproduktion des Landes dar.

"Konzertierten Aktion" zusammengefaßten Unternehmen (siehe Tab. 22 /30/) erzeugten 1970 annähernd 90 % des in Spanien hergestellten Stahles. Die Struktur des Gesamtsektors hat sich im letzten Jahrzehnt nicht wesentlich verändert. 1972 zählte die Stahlindustrie insgesamt 164 Unternehmen (siehe Tab. 23 /29/), die alle der UNESID (Unión de Empresas y Entidades Siderúrgicas), dem Dachverband der Eisen- und Stahlindustrie, angehören.

TAB. 22 KONZERTIERTE AKTION -
ANGEGLIEDERTE STAHLWERKE 1970

Anzahl der Unternehmen	Produktion
5	Roheisen, Stahl, Walzprodukte
43	Stahl, Walzprodukte
116	Walzprodukte

STRUKTUR DER EISEN- UND STAHLINDUSTRIE

TAB. 23

ist mit Standort in Sagunto (Castellón) geplant. Die Gesamtkapazität soll 1982 6 Mio jato erreichen. An dem neuen Unternehmen sind AHV mit 46,2 %, US Steel mit 15 % und verschiedene spanische Banken mit 38,8 % beteiligt /29/. Mit der Gründung dieser mit privatem Kapital finanzierten Gesellschaft ist die Tendenz zur Verstaatlichung der Eisen- und Stahlindustrie vorerst abgewendet.

Von den 5 integrierten Stahlwerken sind nur drei von Bedeutung (siehe Tab. 24 /31/). Im Jahre 1970 entfielen 2/3 der spanischen Stahlproduktion auf diese 3 Unternehmen. Ein viertes integriertes Großstahlwerk

1. ENSIDESA (Empresa Nacional Siderúrgica, S.A.)	
- 100 % Beteiligung des INI	
- Standort: Avilés (Oviedo)	
- Produktion:	
1970	2,8 Mio t Stahl
1971	3,1
1975	4,3
1980	4,5
2. UNINSA (Unión de Industrias Siderúrgicas Asturianas, S.A.)	
- Mehrheitsbeteiligung INI, KRUPP 20 %, u.a.	
- Standort: Veriña (Gijón)	
- Produktion:	
1970	0,6 Mio t Stahl
1971	1,0
1975	2,5
1980	2,5
3. AHV (Altos Hornos de Vizcaya, S.A.)	
- Privates Kapital, u.a. U.S. Steel Corp.	
- Standorte: Baracaldo, Sestao, Asio, Echévarri (Vizcaya); Sagunto (Castellón)	
- Produktion:	
1970	1,7 Mio t Stahl
1971	1,8
1975	2,0
1980	1,5* Schließung von Sagunto

INTEGRIERTE STAHLWERKE IN SPANIEN

TAB. 24

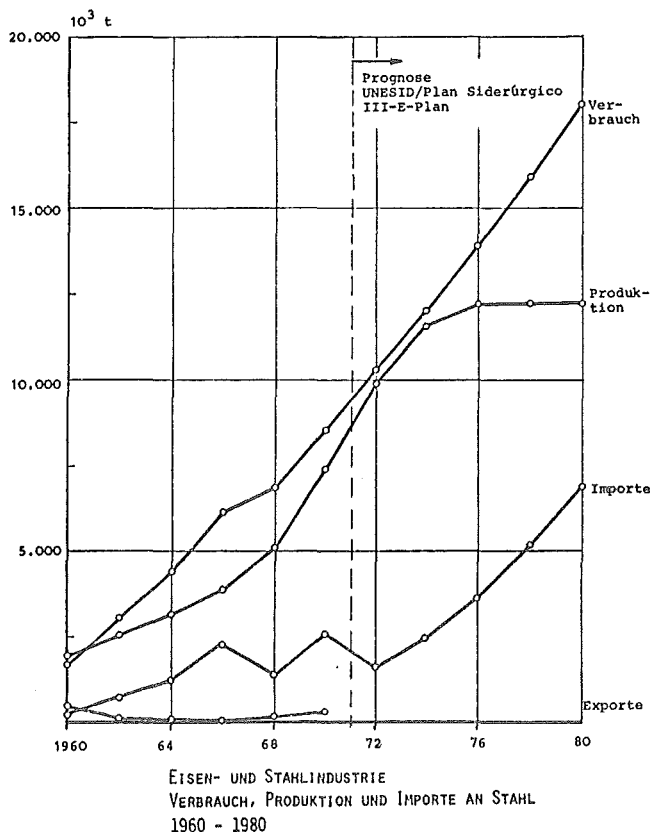


ABB. 16

2.3.1.2 Stahl: Verbrauch, Produktion, Ex- und Importe

Der Gesamtverbrauch an Stahl stieg im Zeitraum von 1960-70 von 1,7 auf 8,5 Mio t (siehe Abb. 16 /29,32,22/). Dies entspricht einer jährlichen Wachstumsrate von 17,5 %. Da der Stahlverbrauch eng mit dem wirtschaftlichen Wachstum korreliert ist und die Steigerung des BSP im gleichen Zeitraum nur 7-8 % betrug, wird deutlich, wie stark der Nachholbedarf der Nachkriegszeit gewesen ist. Nach der Prognose des "Plan Siderúrgico Nacional" wird der Bedarf bis 1980 bei einer Wachstumsrate von 7,8 % p.a. auf 18 Mio t/a steigen.

Da die Produktion die Nachfrage auch in Zukunft nicht ganz befriedigen kann, sind weiterhin Importe zur Deckung des Fehlbedarfs erforderlich. Die ab 1974 größer werdende Lücke kann nur durch den inzwischen beschlossenen Bau eines 4. integrierten Stahlwerkes geschlossen werden. Da dieses Stahlwerk mit 6 Mio tato erst 1982 seine volle Kapazität erreichen wird, muß aufgrund des weiter steigenden Bedarfs auch dann noch mit Importen gerechnet werden.

Die Aufteilung der Stahlerzeugung nach Herstellungsverfahren weist eine ähnliche Entwicklung wie in anderen Ländern auf (siehe Tab. 25 /31/). Das Bessemer- und das Siemens-Martin-Verfahren tritt zugunsten des moderneren und wirtschaftlicheren LD-Verfahrens zurück. Der erstaunlich hohe Anteil an Elektro-Stahl beruht auf der vergleichsweise niedrigen Erzeugung von Roheisen (1970: 4,16 Mio t) im Verhältnis zu Rohstahl. So verarbeitete die spanische Stahlindustrie 1971 4,7 Mio t Schrott, wovon 1,7 Mio t aus Importen stammen.

Jahr	Herstellungsverfahren				SUMME
	Bessemer	Siemens-Martin	LD	Elektro	
1960	266	1.360	-	294	1.920
1961	274	1.694	-	359	2.327
1962	258	1.630	-	650	2.538
1963	226	1.625	103	811	2.765
1964	188	1.790	335	837	3.150
1965	232	1.810	411	1.062	3.515
1966	222	1.762	557	1.306	3.847
1967	171	1.892	895	1.554	4.512
1968	133	1.879	1.256	1.815	5.083
1969	11	1.886	1.908	2.177	5.982
1970	-	1.951	2.838	2.695	7.394
1971	-	1.669	3.465	2.889	8.025

STAHLPRODUKTION NACH HERSTELLUNGSVERFAHREN
10³ t

TAB. 25

2.3.1.3 Rohstoffe für die Eisen- und Stahlindustrie

Da Spanien über wenig zur Verkokung geeignete Kohle verfügt und diese zudem zu teuer ist, sieht sich die Eisen-Hütten-Industrie in zunehmendem Maße gezwungen, Steinkohle zu importieren (siehe Tab. 26 /31/). Im Jahre 1965 wurde

der Bedarf noch zu 2/3 vom einheimischen Kohlebergbau gedeckt, 1970 war dieser Anteil schon auf 1/3 gesunken. Es ist anzunehmen, daß auch in Zukunft der Mehrbedarf eine weitere Steigerung der Importe nach sich ziehen wird.

10 ³ t Jahr	Gesamt- verbrauch	Nationale Produktion	Importe
1965	3.684	2.396	1.288
1966	3.704	2.524	1.180
1967	3.800	2.615	1.185
1968	4.595	2.495	2.100
1969	4.635	2.400	2.235
1970	5.400	2.053	3.347

DER STEINKOHLBEDARF
DER EISEN-HÜTTEN-INDUSTRIE

TAB. 26

Provinz	Eisengehalt	Gesicherte Vorräte Mio t	Wahrscheinliche Vorräte Mio t
León	50	120 (Phosphor)	250
Zona Gallega	45	80 "	120
Zona Asturiana	42	250 "	500
Santander	55	20 "	30
Burgos	50	10 "	40
Santander	35	-	100
Vizcaya	50	50 (Hematitisch)	70
Guipúzcoa	45/50	15 "	40
Navarra	45	20 "	80
Aragón	50	85 (Phosphor)	515
Valencia	50	10 (Hematitisch)	40
Cataluña	50	10 "	20
Murcia	45/50	20 "	50
Magn. S.O.	50/60	5 "	10
Almería	50	25 "	75
Málaga	50	8 "	28
Jacán	50	5 "	10
Córdoba	50	20 "	30
Sevilla	50	10 "	15
Huelva	50	45	60
Granada	50	60	350
SUMME		868	2.433

Studie von ADARO, 1964

EISENERZLAGERSTÄTTEN IN SPANIEN

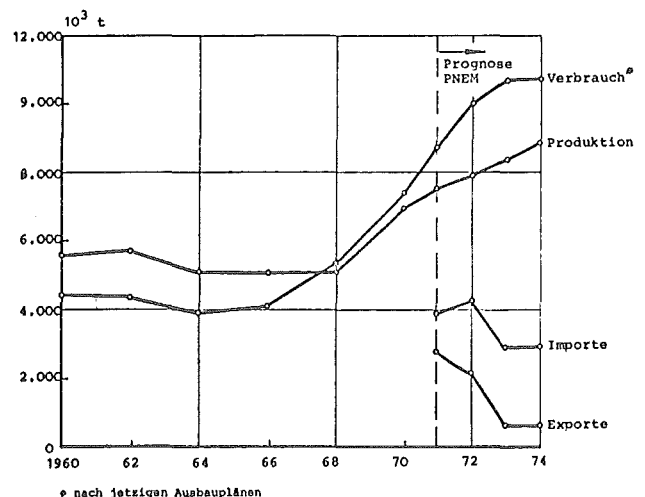
TAB. 27

Während Spanien früher zu den Exportländern für Eisenerze zählte, sieht es sich heute dazu gezwungen, Erze einzuführen. Die im Ausland entdeckten Vorkommen mit reicheren Erzen und die neuen Peletisierungstechniken führten zu einer Verdrängung der spanischen Erze vom internationalen Markt. Die vorhandenen Erzlagerrstätten weisen mit 870 Mio t an gesicherten und 2.430 Mio t an wahrscheinlichen Vorräten einen beachtlichen Umfang auf (siehe Tab. 27 /2/).

Die Erze bestehen vorwiegend aus Feinerzen. Da die Sinterkapazität (1970 3,7 Mio t /33/) zu gering ist, werden Feinerze exportiert und Groberze und Pellets eingeführt. Der "Plan Nacional de Explotación Minera" (Nationaler Bergbauplan) sieht eine Steigerung der Eisenerzproduktion von 7 Mio t (1970) vor (Abb. 17 /33/). Es sind Bestrebungen im Gange, durch eine Konzentration der kleinen Bergbaubetriebe und den Anschluß neuer Lagerstätten die Produktion quantitativ und qualitativ zu verbessern.

2.3.1.4 Stahlbedarfsprognose bis zum Jahre 2000

Der Plan Siderúrgico Nacional sieht von 1970-80 jährliche Zuwachsraten von 7,7 % für den Gesamtstahlbedarf vor. Dies entspricht einem Anwachsen des Pro-Kopf-Verbrauchs von 252 auf 482 kg Stahl/Einwohner. Die Aussich-



VERBRAUCH, PRODUKTION, IMPORT UND EXPORT VON EISENERZEN 1960 - 1974

ABB. 17

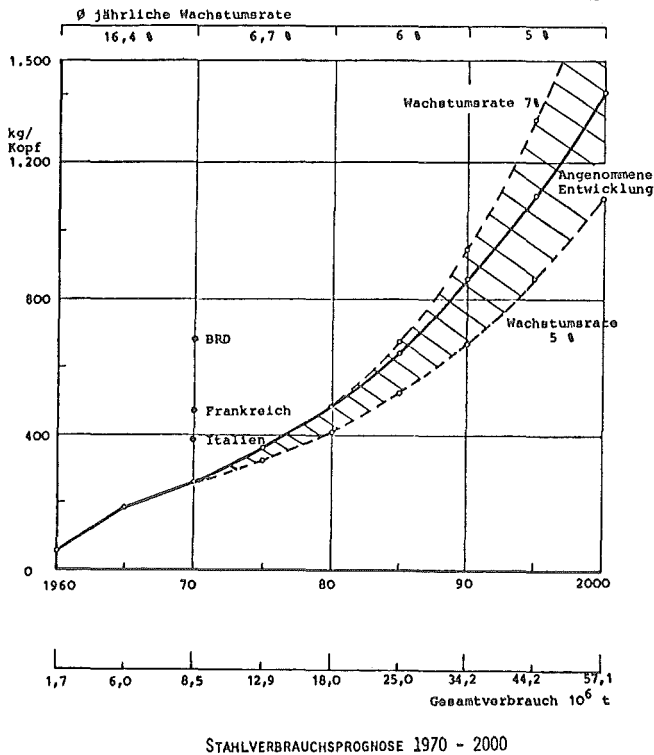


ABB. 18

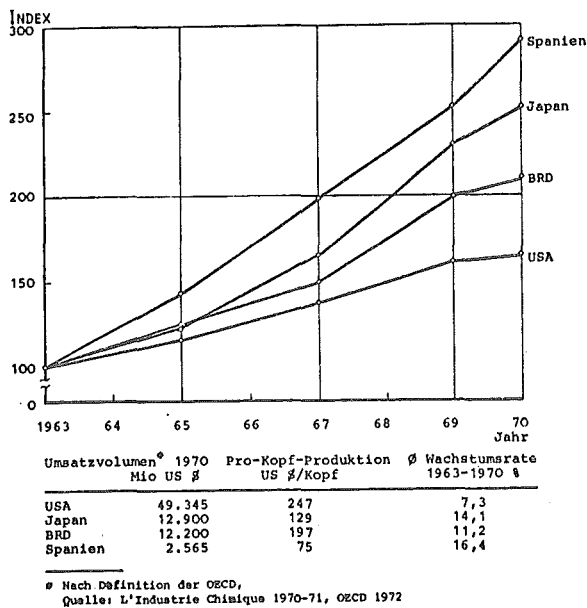
gung im Bereich der Massenkonsumgüter wird eine Angleichung des Wachstumsrhythmus an andere Industriestaaten zur Folge haben. Nach der vorliegenden Prognose würde der Stahlverbrauch/Kopf der BRD vom Jahre 1970 in Spanien etwa 1988 erreicht sein.

2.3.2 Chemische Industrie

2.3.2.1 Allgemeine Entwicklung des Chemiesektors

Seit Anfang der sechziger Jahre befindet sich die chemische Industrie Spaniens in einer überdurchschnittlichen Expansionsphase. Bei einem Vergleich mit der Entwicklung der Produktionsindizes anderer Länder nimmt Spanien mit einer Wachstumsrate von jährlich 16,4 % den ersten Rang ein (siehe Abb. 19 /37/). Die Pro-Kopf-Produktion erreicht mit 75 \$ bei einem Umsatzvolumen von 2,57 Mrd \$ (Vergleichsbasis OECD) immerhin bald die Hälfte der Pro-Kopf-Produktion der BRD. Die Wachstumsraten des Chemiesektors lagen während des ganzen Jahrzehnts 2 - 3 % über dem Durchschnitt der spanischen Industrie. Innerhalb von

ten auf eine weitere starke Expansion des spanischen Stahlsektors sind, wie die vorläufigen Ergebnisse für 1972 zeigen, nach wie vor gut /36/. Es ist anzunehmen, daß die Verbrauchsprognose von 18 Mio t (1980) erreicht werden kann. Für die darauffolgenden Jahrzehnte wird ein langsames Abnehmen der Wachstumsraten auf 6 % von 1980-90 und auf 5 % von 1990-2000 als wahrscheinliche Entwicklung angenommen. Die Verringerung des Entwicklungsrückstandes durch die Industrialisierung des Landes und die sich dann wohl abzeichnende Sätti-



WACHSTUM DER CHEMISCHEN INDUSTRIE -
PRODUKTIONSINDEX LÄNDERVERGLEICH

ABB. 19

5 Jahren steigerte der Gesamtverbrauch chemischer Produkte mit 307 Mrd Ptas im Jahre 1971 seinen Anteil am BSP von 10,6 auf 12,18 %.

Der Außenhandel mit chemischen Erzeugnissen ist traditionell defizitär. 1971 standen den Exporten von insgesamt 18,7 Mrd Ptas 54,3 Mrd Ptas an Importen gegenüber. Dem Außenhandelsdefizit in Höhe von 35,5 Mrd Ptas entsprechen etwa 12 % des Gesamtkonsums chemischer Produkte.

An dem negativen Saldo waren mit insgesamt 31,8 Mrd Ptas folgende Sektoren beteiligt:

- organische Grundstoffchemikalien	10,5 Mrd Ptas,
- Kunststoffe, Kautschuk und Kunstfasern	10,3 " "
- Pharmazeutika	5,9 " "
- Papier und Papiermasse	5,1 " "

Da die Exporte seit fünf Jahren fast doppelt so schnell wie die Importe wachsen, ist zu erwarten, daß sich der Saldo - auch absolut gesehen - in Zukunft verringert /37/.

2.3.2.2 Struktur und Standortsschwerpunkte

Die chemische Industrie in Spanien sieht sich einer Reihe von Schwierigkeiten struktureller Art gegenübergestellt. Hierunter sind als wichtigste zu nennen /4,37,38/:

- atomistische Struktur des Sektors,
- technologischer Rückstand und geringe Entwicklung der eigenen angewandten Forschung,

- oftmals überalterte und von der Kapazität her zu kleine Anlagen,
- Überfremdung durch Auslandskapital.

Vor allem die geringen Betriebsgrößen sind eine der Ursachen für mangelnde Wettbewerbsfähigkeit mancher Bereiche dieser Industrie.

Wie Tab. 28 /37/ zeigt, beschäftigen 81 % der insgesamt 8450 Betriebe nicht mehr als 25 Personen. Nur 61 Unternehmen weisen mehr als 500 Beschäftigte auf. Zu diesen zählen einige von für den spanischen Markt beachtlicher Größenordnung (siehe

Beschäftigte	Anzahl der Unternehmen	in % der Gesamtheit
Mehr als 500	61	0,72
251 - 500	111	1,31
101 - 250	318	3,77
51 - 100	398	4,71
26 - 50	686	8,12
5 - 25	2.760	32,66
bis 5	4.116	48,71
SUMME	8.450	100

UNTERNEHMENSSTRUKTUR DER
CHEMISCHEN INDUSTRIE

Tab. 29 /37/). Die "Unión Explosivos Río Tinto, S.A.", z.B., nimmt unter den 100 größten Chemieunternehmen der Welt den 90. Platz ein. Ein großes Hemmnis für eine verstärkte Konzentration der chemischen Industrie in Spanien ist das außergewöhnlich starke Engagement ausländischer Chemiekonzerne.

TAB. 28

Der Schwerpunkt der Aktivitäten im Chemiesektor liegt in der katalanischen Region. Ein Drittel des Gesamtproduktionswertes wird in den Provinzen Barcelona (28,6 %) und Tarragona (3,9 %) erwirtschaftet (siehe Tab. 30 /37/). Auf Madrid und Vizcaya entfallen zusammen weitere 25 %. Somit sind fast 2/3 der

Unternehmen	Umsätze 1971 Mio Ptas	Kapital Mio Ptas	Anzahl der Beschäftigten 1971
Unión Explosivos Río Tinto, S.A.	20.650	2.903,5	7.906
Empresa Nacional Calvo Sotelo, S.A. para la Fabricación en España de Neumáticos Michelin.	8.279	5.000	6.688
S.A. Cros	7.256	915	-
Productos Pirelli, S.A.	7.059	1.873	3.343
Firestone Hispania, S.A.	5.411	1.500	-
La Seda de Barcelona, S.A.	4.938	1.100	-
Hoechst Ibérica, S.A.	4.769	1.294,8	-
La Papelera Española, S.A.	4.239	800	-
Dow-Unquinesa, S.A.	3.972	1.226,4	1.963
Sociedad Nacional de Industrias Aplicaciones Celulosa Española, S.A. (SNIACE)	3.548	979	-
Fertilizantes de Iberia, S.A.	2.922	1.561	2.940
Dr. Andreu, S.A.	2.828	1.800	1.054
Sociedad Anónima de Fibras Artificiales, S.A. (SAFA)	2.599	75	1.280
General, Fábrica Española de Caucho, S.A.	2.487	35	-
BASF Española, S.A.	2.441	96,25	-
Sarriló, Compañía Papelera de Leiza, S.A.	2.314	350	-
Lever Ibérica, S.A.	2.192	1.100	-
Empresa Nacional de Celulosas, Sociedad Anónima	2.095	320	-
Distribuidora Industrial, S.A.	2.050	1.739	1.390
Henkel Ibérica, S.A.	1.996	-	-
Calatrava, Empresa para la Industria Química, S.A.	1.858	380	-
Sandoz, S.A.E.	1.844	1.200	381
Refinería de Petróleos de Escombreras, S.A.	1.780	400	-
Amoníaco Español, S.A.	1.758	1.713	913
	1.720	805	355

DIE 30 GRÖSSTEN SPANISCHEN CHEMIEUNTERNEHMEN

TAB. 29

Provinz	% des Gesamtproduktionswertes
Barcelona	28,6
Madrid	14,9
Vizcaya	9,0
Santander	4,3
Guipuzcoa	4,1
Valencia	3,9
Tarragona	3,9
Alava	2,5
Castellón	2,5
Sevilla	2,4
Ciudad Real	2,4
Rest je Provinz	2,1

STANDORTKONZENTRATION
DER CHEMISCHEN INDUSTRIE

TAB. 30

Produktionsbetriebe in den Ballungsräumen angesiedelt. Als zukünftige Schwerpunktsgebiete für Investitionen der Grundstoffchemie sind u.a. auch aus regionalpolitischen Gesichtspunkten Tarragona, Huelva, Puerto-Mano, Cartagena, Algeciras und Santander vorgesehen /38/.

2.3.2.3 Energieverbrauch

Der wichtigste Energieträger der chemischen Industrie war im Jahre 1970 das Mineralöl mit einem Gesamtverbrauch von 6.960 Tcal, gefolgt von der elektrischen Energie mit 4.640 Tcal und der Kohle mit 4000 Tcal (siehe Tab. 31 /39/). Die Stromproduktion aus eigenen Anlagen erreichte mit 949 10^6 kWh nur 17,6 % des Bedarfs. Gemessen an der Gesamtstromerzeugung der Kraftwirtschaft lag die Chemie mit 9,5 % des Verbrauchs an der Spitze der Industrieabnehmer. Mit 1,7 % der spanischen Stromproduktion haben die Kraftanlagen der chemischen Industrie nur eine untergeordnete Bedeutung.

Energieträger	Verbrauch 10^3 t	Verbrauch 10^{12} kcal
Kohle	571,4	4,0
Holz	36,0	-
Benzin	45,6	0,48
Diesel	29,3	0,27
Heizöl	709,7	6,96
Elektrische Energie	5.391 10^6 kWh	4,64
davon Eigenproduktion	949 " "	0,82

ENERGIEVERBRAUCH DER
CHEMISCHEN INDUSTRIE 1970

TAB. 31

2.3.2.4 Prognose des III. Entwicklungsplanes

SEKTOR	1971	1980	Produktion Zunahme %	1971	1980	Verbrauch Zunahme %	1971	1980	Importe Zunahme %	1971	1980	Exporte Zunahme %
Grundstoffe	53300	156700	193,9	73538	157936	114,7	25172	14236	-43,5	4934	13000	163,4
Verarbeitung	122650	277567	126,3	125251	281627	124,8	11738	21842	86,0	9137	17782	94,0
Agrochemie	32040	64970	102,77	33236	65181	96,1	2408	2157	-10,5	1212	1946	60,5
Pharma	38270	77181	101,6	41936	84623	101,7	6046	11185	84,9	1380	3743	171,2
Papier	32257	70400	118,2	37440	72607	93,9	6166	4300	-30,3	983	2093	112,0
SUMME	278517	646818	132,2	311401	661974	112,5	51530	53720	4,24	17646	38564	118,5

PROGNOSE FÜR DIE ENTWICKLUNG DES CHEMIESEKTORS
Mio PTAS

TAB. 32

Tab. 32 /38/ enthält die im Rahmen des III. Entwicklungsplanes erarbeitete Prognose für die globale Entwicklung des Chemiesektors. Die angegebenen Werte sind auf der Basis der vorhandenen Tendenzen in der spanischen Chemoindu-
strie und unter Berücksichtigung eines "time-lags" in Anlehnung an die zu erwartende Produktion chemischer Produkte in den Staaten der europäischen Gemeinschaft entstanden. Nach dieser Prognose wird die Produktion bei einer jährlichen Wachstumsrate von 9,8 % auf 647 Mrd Ptas und der Verbrauch mit einer Wachstumsrate von 8,7 % auf 662 Mrd Ptas steigen. Bei den Importen wird nur noch eine absolute Zunahme von 4,2 % erwartet, während die Exporte sich um insgesamt 118,5 % erhöhen.

2.3.2.5 Bedarfsentwicklung ausgewählter energieintensiver Produkte

(a) Äthylen

Seit 1965 ist der Äthylenverbrauch mit einer jährlichen Wachstumsrate von 30 % auf 310.000 t (1971) gestiegen (siehe Abb. 20 /38,40/). Alleinige Hersteller von Äthylen in Spanien sind im Jahre 1972 die Industrias Químicas Asociadas, Tarragona, mit einer Kapazität von 67.000 jato und ENCASO mit 200.000 jato. Die Gesamtkapazität von rund 270.000 jato soll durch eine Anlage von 80.000 und eine weitere von 335.000, die sich noch in der Studienphase befindet, erweitert werden.

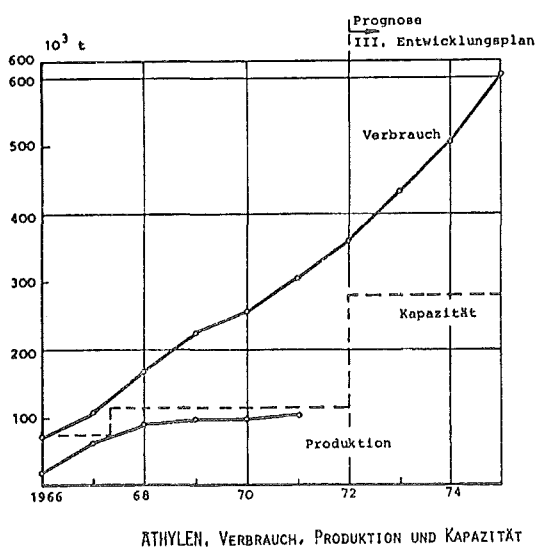


ABB. 20

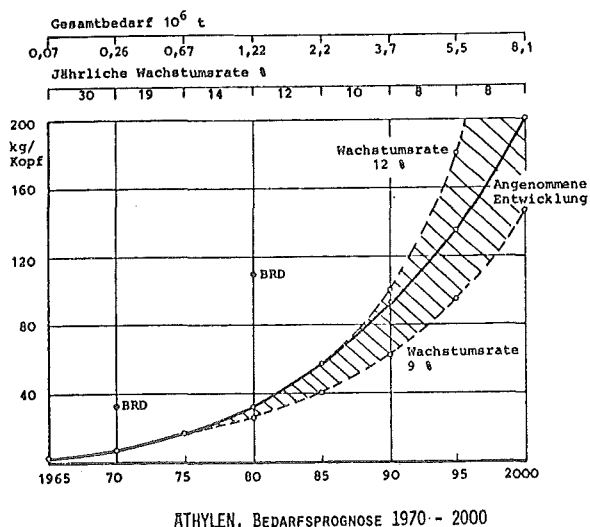


ABB. 21

Die Bedarfslücke zwischen Produktion und Verbrauch wird vorwiegend durch Importe in Form von Halb- und Fertigfabrikaten gedeckt. Bis 1975 wird mit einem weiteren Ansteigen des Verbrauches bis auf 600.000 t gerechnet.

Bei einem Vergleich mit dem jetzigen und zukünftigen Pro-Kopf-Verbrauch in der BRD und anderen Industriestaaten erscheinen hohe Zuwachsraten weiterhin als wahrscheinlich. Unter der Annahme, daß die Wachstumsraten im letzten Jahrzehnt dieses Jahrhunderts auf 8 % p.a. zurückgehen (Abb. 21), könnte bis zum Jahre 2000 der Gesamtbedarf auf 8,1 Mio t/a ansteigen.

(b) Ammoniak

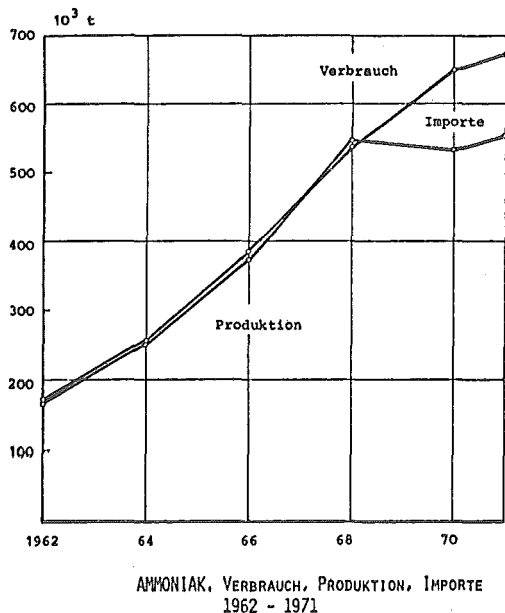


ABB. 22

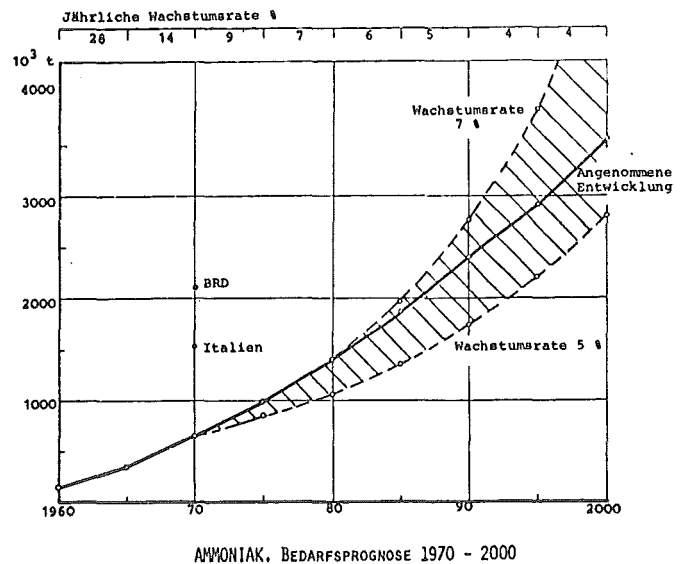


ABB. 23

Abb. 22 /40/ zeigt die Entwicklung des Verbrauchs und der Produktion von Syntheseammoniak seit 1962. Bei jährlichen Zuwachsraten von durchschnittlich 17 % ist der Verbrauch von 1962-71 auf 673.000 t gestiegen. Der überwiegende Teil des Ammoniaks wurde zur Herstellung von Einzel- und Komplexdüngern benutzt. Als Rohstoffe fanden zu 78 % Mineralölprodukte und zu 22 % Kohle Verwendung. Die Stickstoffproduktion in Spanien wird fast ausschließlich durch die NH_3 -Synthese bestimmt.

Während sich der Stickstoffverbrauch zur Düngemittelherstellung in einigen Industrienationen einer Sättigungsphase zu nähern scheint, ist der Bedarf an Ammoniak für technische Zwecke nach wie vor im Wachstum begriffen. Der Düngemittelmarkt in Spanien läßt auch für die nächsten Jahre eine hohe Aufnahmefähigkeit erwarten. Ein Abklingen der Zuwachsraten gegen Ende der siebziger Jahre dürfte durch den schon jetzt steigenden Bedarf an Stickstoffen ausgeglichen werden. Bei der in Abb. 23 angenommenen vorsichtigen Entwicklung der jährlichen Wachstumsraten würde der Ammoniakbedarf im Jahre 2000 3,56 Mio t betragen.

(c) Methanol

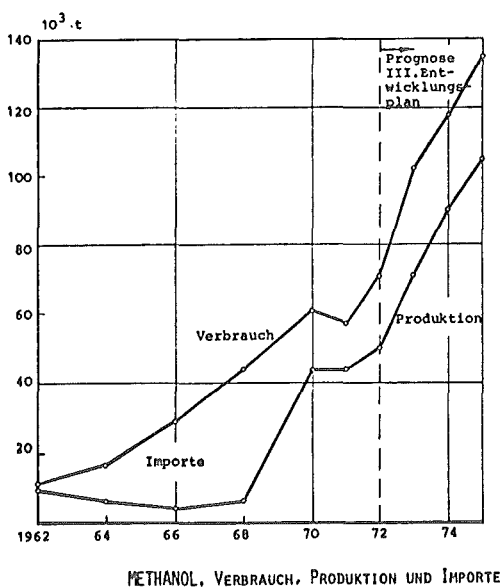


ABB. 24

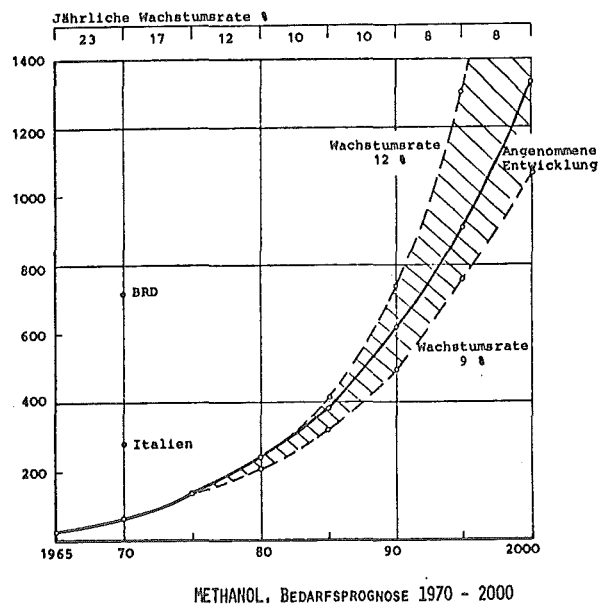


ABB. 25

Einzigster Hersteller für Methanol ist derzeit die Unión Explosivos Río Tinto, S.A., in Sevilla, mit einer Kapazität von 50.000 t/a auf der Rohstoffbasis Naphta und Heizöl. Eine weitere schon genehmigte Anlage für 100.000 t/a wird 1974 von Induquímica, S.A., in Algeciras in Betrieb genommen werden.

Der Verbrauch von Methanol erreichte im Jahre 1970 60.000 t (Abb. 24 /40/). Davon wurden annähernd 90 % zur Herstellung von Formaldehyd verwendet. Nach der Bedarfsprognose des III. Entwicklungsplanes wird der Methanolverbrauch 1975 bis auf 135.000 t steigen /38/. Vergleiche mit der Entwicklung in anderen Län-

dern lassen die Erwartung zu, daß auch in Zukunft hohe Zuwachsraten beibehalten werden können. Der Methanolbedarf für chemische Zwecke würde sich in Spanien bis Ende des Jahrhunderts auf etwa 1,34 Mio t erhöhen.

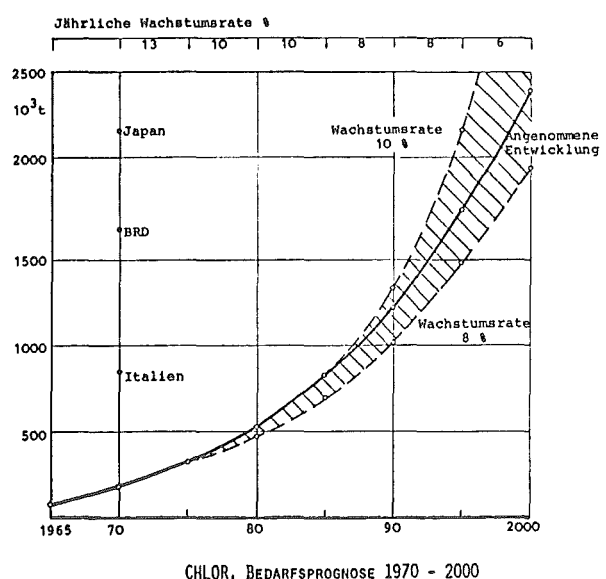
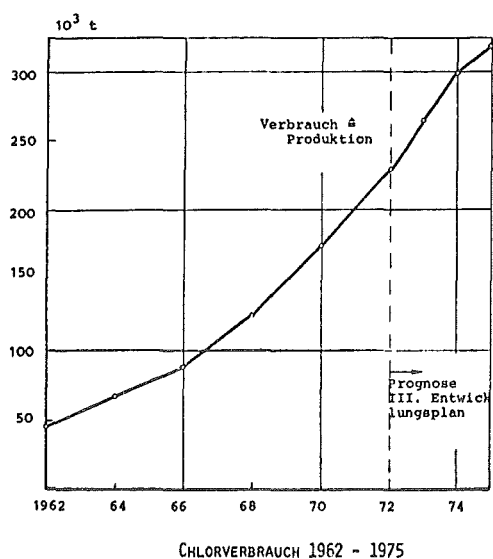
An einer anderen Stelle dieser Arbeit wird die Möglichkeit der Beimischung von Methanol zu Benzin untersucht. Bei günstigen Methanolpreisen wäre in diesem Fall mit einer beträchtlichen Ausweitung des potentiellen Bedarfs zu rechnen.

(d) Chlor

Ende 1971 belief sich die Gesamtkapazität zur Chlor-Produktion auf 237.000 t/a. Die wichtigsten Hersteller und ihre jeweiligen Anlagenkapazitäten sind:

- Electroquímica de Flix, S.A., Tarragona, mit	60.000 t/a,
- Solvay & Cie, Santander	58.000 t/a,
- Electroquímica del Noroeste, S.A., Pontevedra	18.000 t/a,
- Energía e Industrias Arangonesas, S.A., Tarragona	52.000 t/a,
- Electroquímica Andaluza, S.A., Jaén	20.000 t/a.

Zur Deckung des zukünftigen Bedarfs sind von verschiedenen Unternehmen eine Reihe weiterer Anlagen im Bau oder in Planung, mit denen die jetzige Kapazität auf insgesamt 550.000 t erhöht werden soll /40/.



Seit 1962 ist die Chlor-Produktion in etwa dem Verbrauch entsprechend bei einer jährlichen Wachstumsrate von 17 % auf 185.000 t (1971) gestiegen (siehe Abb. 26 /40,38/). Die Prognose des III. Entwicklungsplanes sieht bis 1975 eine weitere Steigerung des Bedarfs auf 320.000 t/a vor.

Chlor zählt heute zu den wichtigsten Grundstoffchemikalien. Seit einigen Jahren ist in aller Welt ein starkes Ansteigen des Chlorbedarfs festzustellen. Dies erklärt sich aus der Tatsache, daß die organische Chemie (Chlorkohlenstoffe, Kunststoffe, organische Zwischenprodukte etc.) als primärer Wachstumssektor der chemischen Industrie der mit Abstand wichtigste Chlorverbraucher ist /42/. Ein Ansteigen der spanischen Chlorproduktion auf 2,4 Mio t im Jahre 2000 erscheint auf der Basis der zugrundegelegten leicht abnehmenden Wachstumsraten sinnvoll (siehe Abb. 27).

(e) Aluminium

Bei der Chloralkali-Elektrolyse fallen beträchtliche Mengen Natronlauge an ($\text{Cl} : \text{NaOH} = 1 : 1,13$). Im Hinblick auf ihre Verwendbarkeit bei der Herstellung von Aluminium und den hohen spezifischen Energieverbrauch bei der eigentlichen Aluminiumgewinnung soll kurz auf die Bedarfsentwicklung für Aluminium eingegangen werden.

Der Verbrauch von Aluminium erreichte bei jährlichen Wachstumsraten von 16 % (seit 1965) im Jahre 1972 158.000 t, von denen 144.000 t aus inländischen Produkten stammen /36,44/. Wegen des hohen Gehaltes an Silizium (15 %) im spanischen Bauxit werden zur Aluminium-Produktion Aluminate importiert.

Spanien verfügt über Bauxit-Vorkommen in den Provinzen Barcelona, Castellón, Lérida, Almería und Teruel. Allein die Lagerstätten von Teruel belaufen

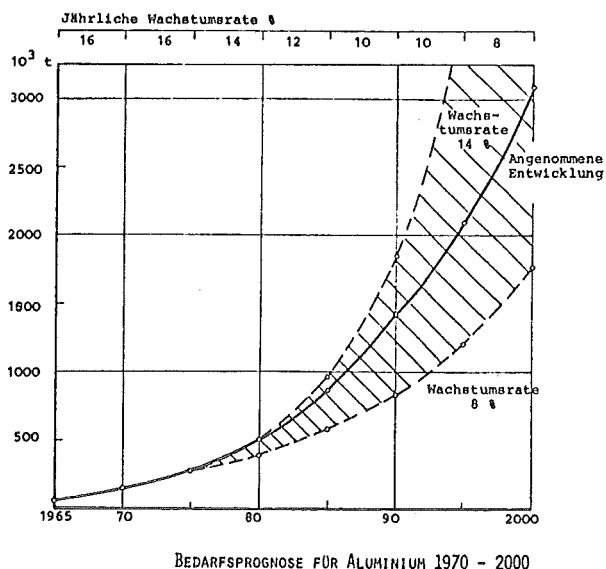


ABB. 28

sich auf 100 Mio t Bauxit mit 36 %igem Al_2O_3 -Gehalt. Bei einem Einsatz des Aluminium-Herstellungsverfahrens der Allied Chemical Corporation, das für Si-reichere Bauxite geeigneter ist als das Verfahren von Bayer, könnten die Bauxit-Lagerstätten genutzt werden /43/.

Der steigende Einsatz von Aluminium in Wachstumsindustrien wie Automobilbau, Luft- und Raumfahrt und die zunehmende Substitution für Stahl und Kupfer lassen erwarten, daß die Nachfrage weiter kräftig steigt. Abb. 28 gibt eine mögliche Bedarfsentwicklung für Aluminium bis zum Jahre 2000 wieder.

2.3.3 Wasserwirtschaft

2.3.3.1 Wasserbilanz und Wasserbedarfsprognose

Die jährliche Niederschlagsmenge erreicht für Gesamtspanien im Durchschnitt 332 Mrd m^3 . Davon entfällt der weitaus bedeutendere Teil auf den Norden und Westen des Landes (Tab. 33 /12/). Man spricht in diesem Zusammenhang von einem "nassen" und einem "trockenen" Spanien. Zu den viel geringeren Niederschlägen im Osten und Süden tritt erschwerend deren ungünstige zeitliche Verteilung über das Jahr hinzu. Die meisten Flußbette an der Mittelmeerküste trocknen während vieler Monate fast völlig aus. Im Jahre 1967 wurden 39 % der mittleren Wasserführung spanischer Flüsse (96,9 Mrd m^3) reguliert.

Einzugsgebiet	Oberfläche km^2	Durchschnittl. jährliche Nie- derschlagsmenge mm 10^6m^3		Flüsse mittlere Wasser- führung (MW) 10^6m^3	Staukapazität		Anteil regulierter Wasserführung			
					1966 10^6m^3	2000 10^6m^3	1966 10^6m^3	% MW	2000 10^6m^3	% MW
Norden	53.800	1.379	74.190	37.500	2.685	7.776	8.525	22,7	22.800	60,8
Duero	78.970	611	48.251	13.200	2.956	11.534	6.405	48,5	10.845	82,2
Guadiana	59.870	559	33.467	4.895	3.098	6.906	2.252	46,0	3.477	71,0
Guadalquivir	63.985	563	35.517	7.300	2.813	7.669	3.564	48,8	5.016	68,7
Süden	18.390	552	10.151	2.150	132	1.518	538	25,0	1.321	61,4
Segura	18.630	376	7.005	884	897	1.171	665	75,2	820	92,8
Jucar	42.900	519	22.265	2.950	1.621	4.090	1.850	62,7	2.687	91,1
Ebro	85.550	608	52.014	17.396	4.064	8.991	8.502	48,9	14.989	86,2
Ost-Pyrenäen	16.490	745	12.285	1.700	214	866	697	41,0	1.411	83,0
Tajo	55.770	659	36.752	8.920	5.682	12.161	4.356	48,8	8.152	91,4
SUMME	494.355	673	331.897	96.895	24.162	62.682	37.354	38,6	71.518	73,8

NIEDERSCHLAGSMENGE, STAUKAPAZITÄTEN UND REGULIERTE WASSERFÜHRUNG

TAB. 33

Die Wasserregulierung kam mit Hilfe von 500 Stauwerken zustande, die zusammen über eine Nutz-Staukapazität von 24,2 Mrd m³ verfügen. Nach der Vollen-
dung aller sich in Bau, Projekt- und Studienphase befindlichen Staudämme wird
das Fassungsvermögen im Jahr 2000 auf 62,7 Mrd m³ ansteigen. Hiermit können
dann 74 % der mittleren Wasserführung reguliert werden. Die regulierbare Was-
sermenge wird als verfügbares Potential zur Trinkwasserversorgung und Bewässe-
rung in der Landwirtschaft zugrunde gelegt. Angaben über unterirdische Re-
sourcen sind zu ungenau, als daß sie hier Berücksichtigung finden könnten
/12/.

Im Auftrag des Ministerio de Obras Públicas Dirección General de Obras Hi-
draulicas, wurde in den Jahren 1964-66 in einer breit angelegten Studie (40
Bände) eine Bestandsaufnahme der Wasserversorgungs- und Abwasserentsorgungs-
anlagen für alle Ortschaften über 50 Einwohner durchgeführt. Auf dieser Ba-
sis entstand unter Berücksichtigung aller erfaßbaren Einflußfaktoren der
"Plan Nacional de Abastecimiento y saneamiento" /45/. Im Rahmen der Ergeb-
nisse wurde die in Tab. 34 /12/ aufgeführte Wasserbedarfsprognose für das
Jahr 2000 aufgestellt.

In fünf von zehn Wassereinzugsgebieten wird zu diesem Zeitpunkt der Saldo
der Wasserbilanz negativ sein. Wie die Aufstellung zeigt, reicht das verfüg-
bare Wasser mit Ausnahme von Katalonien (Barcelona) zur Deckung des eigent-
lichen Trinkwasserbedarfs aus. Das würde jedoch bedeuten, daß bisher bewäs-
serte Flächen zu dessen Gunsten aufgegeben werden müßten.

Einzugsgebiete	Jahr 1967				Jahr 2000			
	Verfüg- barkeit	Nachfrage		Saldo	Verfüg- barkeit	Nachfrage		Saldo
		Trinkwasser	Bewässerung			Trinkwasser	Bewässerung	
Norden	8.525	256	149	+8.120	22.800	1.192	423	+21.185
Duero	6.405	146	1.387	+4.872	10.845	273	6.504	+ 4.068
Tajo	4.356	509	938	+2.909	8.152	1.614	3.015	+ 3.523
Guadiana	2.250	146	849	+1.257	3.477	312	1.887	+ 1.278
Guadalquivir	3.564	310	2.611	+ 643	5.016	504	4.866	- 354
Süden	538	136	673	- 271	1.321	381	1.152	- 212
Segura	665	72	973	- 380	820	124	3.000	- 2.304
Jucar	1.850	237	1.522	+ 91	2.687	478	3.375	- 1.166
Ebro	8.502	179	5.656	+2.667	14.989	696	9.069	+ 5.224
Pyrenäen-Ost	697	453	263	- 19	1.411	1.613	1.150	- 1.352

WASSERBILANZ - OBERFLÄCHENWASSER 10⁶m³

TAB. 34

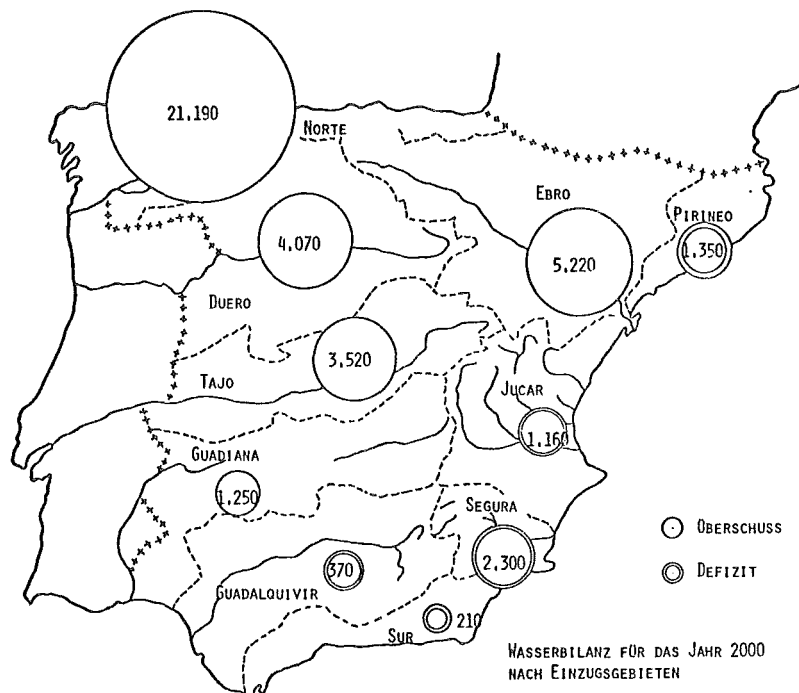


ABB. 29

Zugrunde gelegt wurde bei der Ermittlung des Wasserbedarfs für landwirtschaftliche Zwecke die obere Grenze des potentiell zur Bewässerung geeigneten Gebietes. 1967 wurden von 20 Mio Hektar Ackerland annähernd 11 % künstlich bewässert. Dieser Anteil soll bis zum Jahre 2000 auf 22 % erhöht werden. Der Wasserbedarf pro Hektar beträgt hierbei je nach Lage zwischen 8.000 und 10.000 m³/a.

Betroffen von der zukünftigen Wasserknappheit sind in erster Linie die dichtbesiedelten Mittelmeerprovinzen (Abb. 29). Im Hinblick auf das günstige Klima und die teilweise ausgezeichneten Böden für kostenintensive landwirtschaftliche Produkte (Obst und Gemüse) ist die Wasserfrage hier besonders wichtig. Ausschlaggebend für die Ausweitung der landwirtschaftlichen Nutzfläche in diesen Gebieten werden letztlich die Wassergewinnungskosten sein.

2.3.3.2 Konventionelle Bedarfsdeckung

Für die Versorgung der defizitären Gebiete am Mittelmeer aus den Einzugsgebieten mit Wasserüberschuß kommen nur der Tajo und Ebro in Betracht. Konkrete Studien sehen drei mögliche Umleitungen der Gewässer dieser beiden Flüsse mit folgenden Mengen vor /12/:

-	Aquädukt Tajo-Segura	1.000 Mio m ³ /a
-	" Ebro - Ost-Pyrenäen	1.400 Mio m ³ /a
-	" Ebro - Jucar - Segura	1.400 Mio m ³ /a

In Durchführungsphase befindet sich seit 1968 das Tajo-Segura-Projekt, in seiner ersten Ausbaustufe für 600 Mio m³/a. Hiervon sollen etwa 385 Mio m³ zur Bewässerung von 47.000 Hektar landwirtschaftliche Nutzfläche und der Rest zur Trinkwasserversorgung verwendet werden. Die Kosten der Vorhaben belaufen sich auf 35 Mrd Ptas, mit einer Beteiligung der BRD in Höhe von 4 Mrd Ptas /46/. Bei einer Amortisationsdauer von 30 Jahren und einer Annuität von 9 % (Zinssatz 7 %, incl. Wartung und Versicherung) ohne Berücksichtigung weiterer Verteilungskosten ergibt sich ein Wassergestehungspreis von 5,25 Ptas/m³.

Dringlich wird gegen Ende dieses Jahrzehnts die Versorgung von Groß-Barcelona, da zu diesem Zeitpunkt der zusätzliche Bedarf nicht mehr aus dem Einzugsgebiet Ost-Pyrenäen gedeckt werden kann /47/. Ob der Bau eines Aquädukts zum Ebro oder die Entsalzung von Meerwasser bevorzugt wird, muß in Kürze eine genauere Wirtschaftlichkeitsanalyse erbringen.

Die Realisierung des dritten Projektes ist wegen der Länge der zu überbrückenden Strecke und den damit verbundenen hohen Wassergestehungskosten sehr ungewiß.

2.3.3.3 Meerwasserentsalzung

Alternativ zu den geplanten Projekten bietet sich für die Versorgung küstennaher Gebiete die Entsalzung von Meerwasser an. Im Jahre 1972 verfügt Spanien

Standort	Kapazität m ³ /Tag	Elektrische Leistung kW
Lanzarote	2.500	1.000
Las Palmas	20.000	20.000
Fuerteventura	2.000	-
Ceuta	4.000	2.500
El Aaiún	3.500	20.000
Kleinere Anlagen	500	-
SUMME	32.500	

MEERWASSERENTZUNGSANLAGEN
IN SPANIEN

TAB. 35

über eine Meerwasserentsalzungskapazität von insgesamt 32.500 m³/Tag und steht damit an erster Stelle in Europa. Wie Tab. 35 /48/ zeigt, handelt es sich mit Ausnahme von Fuerteventura um Zwei-Zweck-Anlagen zur Erzeugung der Kuppelprodukte Strom und Wasser. Die Wasserkosten betragen bei der 20.000 m³/Tag Anlage in Las Palmas 28,- Ptas /m³.

Bei zunehmender Verknappung ist ein starkes Ansteigen der Gewinnungskosten von Wasser mit konventionellen Verfahren zu beobachten. Die Zusammenstellung der im Jahre 1970

Trinkwasserversorgung			Ptas/m ³	
Provinz	Ø-Preise	Oberes Preisniveau	Maximal-Preise	Künstliche Bewässerung
Gerona	5,5	12,-	40,-	Art der Kultur
Barcelona	6,-	10,-	-	Höchstpreis
Tarragona	4,-	17,-	-	Getreidefelder
Castellón	4,-	15,-	46,-	(Mittelmeerküste)
Valencia	4,5	18,-	30,-	Obstplantagen
Alicante	6,5	12,-	40,-	Getreidefelder (Kanaren)
Murcia	4,5	9,-	-	Apfelsinenplantagen
Almería	5,-	9,-	-	Frischgemüse
Granada	6,-	9,-	-	Bananenpflanzungen
Málaga	5,-	9,-	-	Gewächshauskulturen
Cádiz	4,5	5,-	-	
Huelva	4,5	5,-	-	
Balearen	6,5	20,-	50,-	
Kanarische Inseln	8,3	18,-	-	
Entsalzungsanlage	28,-			

TAB. 36

SPANIEN - WASSERPREISE 1970

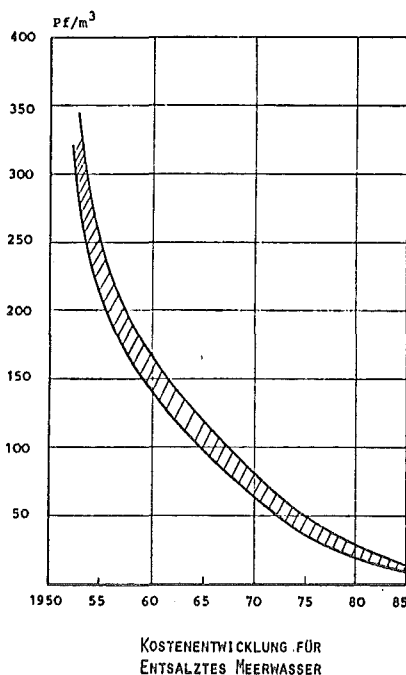


ABB. 30

in den verschiedenen Mittelmeerprovinzen und auf den Kanaren gezahlten Wasserpreise verdeutlicht diese Entwicklung (Tab. 36 /49/).

Das obere Preisniveau überschreitet die derzeit in Zwei-Zweck-Großentsalzungsanlagen erreichbaren Wassergestehungskosten von etwa 8,- Ptas/m³ (1971 /50/) auch bei Berücksichtigung der noch zusätzlich anfallenden Verteilungskosten in den meisten Fällen.

Tab. 30 /51/ zeigt den Trendverlauf der Kosten für entsalztes Meerwasser auf der Basis von Zwei-Zweck-Anlagen seit 1950. Demnach ist in den nächsten Jahren mit einem

weiteren Absinken der Gestehungskosten auf 3 - 4 Ptas/m³ zu rechnen. Damit wird der Einsatz des durch Entsalzung gewonnenen Wassers in landwirtschaftlichen Kulturen mit kostenintensiven Produkten möglich.

Auftretende Engpässe bei der Wasserversorgung und das hierdurch bedingte Interesse Spaniens an der Meerwasserentsalzung führte zur Bildung einer "Interministeriellen Kommission für die Meerwasserentsalzung" (Comisión Interministerial de Desalación del Agua del Mar). Die J.E.N. wurde mit der Wahrnehmung der Forschungs- und Entwicklungsaufgaben beauftragt mit dem Ziel, die Technologien der Meerwasserentsalzung zu beherrschen und eine maximale nationale Beteiligung beim Bau entsprechender Anlagen zu erreichen. Schwerpunktsgebiete im Rahmen dieser Aktivitäten sind /48/:

- Grundlagenforschung zur Technologie der Entsalzungsverfahren (Verdampfung, Elektrodialyse, Osmose, Destillation mit Sonnenenergie etc.);
- Erstellen von Versuchsanlagen;
- Bau von Prototypanlagen;
- Studien über Zwei-Zweck-Anlagen mit und ohne Einsatz der Kernenergie;
- Studien über mögliche Standorte von Großentsalzungsanlagen im Zusammenhang mit industriellen bzw. agro-industriellen Komplexen.

Neben einer Vielfalt von Arbeiten technischer Natur sind bisher zwei Studien über mögliche Standorte von Meerwasserentsalzungsanlagen mit Kernreaktor durchgeführt worden:

- (1) Studie über den Einsatz einer Zwei-Zweck-Kernreaktoranlage in Katalonien /47/.
- (2) Studie über den Aufbau eines agro-industriellen Komplexes in Verbund mit einer Kernreaktoranlage in Almería /52/.

Das Einsatzpotential wird bei der ersten Studie für 1980 mit einer Entsalzungskapazität von 2,2 m³/s und einer Reaktorleistung von 600 MWe angegeben, die dann entsprechend des steigenden Bedarfs durch den Zubau weiterer Blöcke erweitert werden soll. Für den agro-industriellen Komplex in Almería war für

die erste Phase im Reaktor mit 430 MWe und eine Wasserproduktion von $7,7 \text{ m}^3/\text{s}$ vorgesehen. Als besonders geeignete Standorte werden ferner für Komplexe dieser Art die Küsten von Alicante, Murcia und Almería angesehen.

2.3.3.4 Zukünftige Meerwasserentsalzungskapazität

Unter der Annahme eines linearen Wachstums für den Wasserbedarf von 1970 bis zum Jahr 2000 ergeben sich aus der Wasserbilanz für Oberflächenwasser (Kap. 2.3.3.1, Tab. 33) die in Tab. 37 angegebenen Defizite. Eine Aussage über den Anteil des aus Meerwasserentsalzungsanlagen gewonnenen Wassers zur Bedarfsdeckung erscheint angesichts der Vielfalt der abhängigen Variablen problematisch. Die Konkurrenzfähigkeit des entsalzten gegenüber dem mit konventionellen Mitteln gewonnenen Wassers darf für infrage kommende Gebieten vorausgesetzt werden.

Einzugsgebiet	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000
Guadalquivir	24,0	18,1	12,3	6,4	0,5	- 5,3	-11,2
Süden	- 4,9	- 5,2	- 5,6	- 5,8	- 6,1	- 6,4	- 6,7
Segura	-12,4	-22,5	-32,6	-42,8	-52,9	-63	-73,1
Jucar	13,9	5,4	- 3,1	-11,6	-20,0	-28,5	-37,0
Ost-Pyrenäen	- 1,5	- 8,4	-15,3	-22,2	-29,1	-36	-42,9
SUMME Bedarfsunterdeckung	-18,8	-36,1	-56,5	-82,4	-108,1	-139,2	-170,9
Bedarfsdeckung durch Meerwasserentsalzung 50 %	-	-	28,3	41,2	54,1	69,6	85,5

UNGEDECKTER WASSERBEDARF NACH EINZUGSGEBIETEN m^3/s

TAB. 37

Da eine ausreichende Trinkwasserversorgung in fast allen Gebieten grundsätzlich möglich ist, geht es hier vorwiegend um das Potential von entsalztem Wasser zu landwirtschaftlichen Zwecken. Die Frage, ob und in welchem Umfang dieses Wasser zum Einsatz kommt, ist von Faktoren wie z.B. den Weltmarktpreisen für Gemüse und Obst, dem Finanzierungspotential, der unternehmerischen Initiative usw. abhängig, die schwer zu quantifizieren und vorausszusehen sind.

Zu rechnerischen Zwecken soll eine Bedarfsdeckung von 50 % durch Meerwasserentsalzungsanlagen zugrunde gelegt werden. Im Rahmen der energiewirtschaftlichen Prognose und der Ermittlung des Einsatzpotentials für Kernkraftwerke wird die Meerwasserentsalzung gesondert berücksichtigt.

3 ENTWICKLUNG DER ENERGIEWIRTSCHAFT BIS ZUM JAHRE 2000

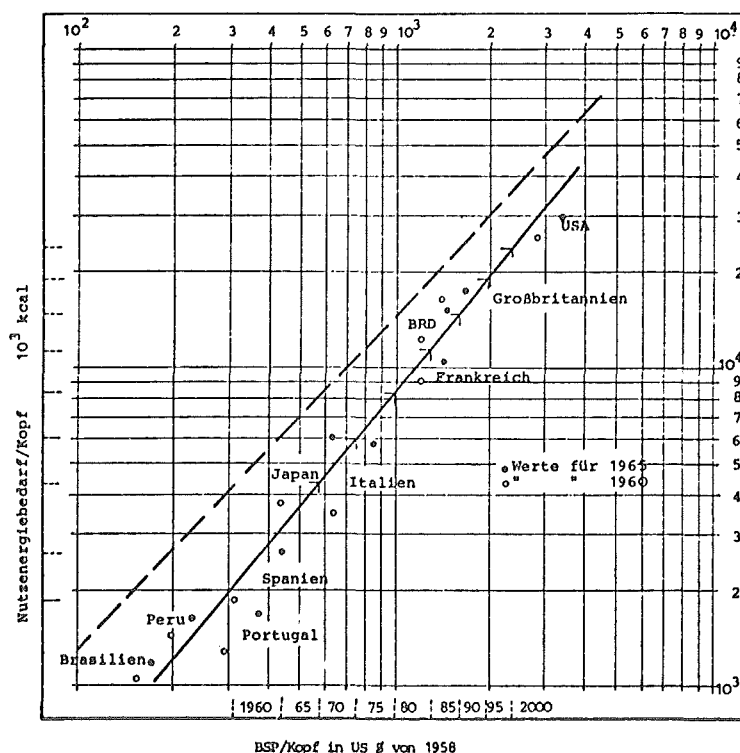
3.1 Globaler prognostischer Ansatz zur Ermittlung des Endenergiebedarfs

Zwischen dem Wachstum des Brutto-Sozial-Produkts und der gesamten Energienachfrage eines Landes bestehen mannigfaltige Wirkungszusammenhänge, die in einer statistisch engen Beziehung zwischen BSP und Energienachfrage zum Ausdruck kommen. Die enge Korrelation dieser beiden Größen ist schon häufig Gegenstand von eingehenden Untersuchungen gewesen. Einblick in die grundlegenden Zusammenhänge läßt sich am besten anhand international vergleichender Analysen gewinnen, die Länder verschiedener Entwicklungsstufen einbeziehen. Die Verhältnisse höher entwickelter Länder können so als richtungsweisend für Vorausschätzungen der Energienachfrage anderer herangezogen werden.

Abb. 31 zeigt die Ergebnisse einer Arbeit von BROOKS /57/ für einen internationalen Vergleich der Jahre 1960 und 1965. Das BSP/Kopf in US- $\text{\$}$ (konstante Preise und Wechselkurse von 1958) ist hier dem Verbrauch an Nutzenergie pro Kopf in kcal gegenübergestellt.

Der sich ergebende Zusammenhang ist derart, daß die Elastizität der Nutzenergienachfrage auf Veränderungen des BSP direkt aus der Neigung der Regressionsgeraden ermittelt werden kann.

Die Werte für den Gesamtverbrauch an Nutzenergie von 1945 - 1960 in Spanien sind von ESPARRAGUERA und MOLINA /55/ berechnet worden.



ZUSAMMENHANG ZWISCHEN BSP UND NUTZ-ENERGIEBEDARF

Unter Zugrundelegung der in Kap. 2.1 vorgegebenen demographischen und gesamtwirt-

ABB. 31

schaftlichen Trends ergeben sich nach Umrechnung des BSP/Kopf in US-\$ von 1958 /58,55,4/ aus Abb.31 die in Tab. 38 angegebenen Nutzenergieverbräuche für Spanien bis zum Jahre 2000.

10 ³ Tcal	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	2000
Nutzenergie	26,9	40,4	54,4	85,0	143,5	214	313	435	586	762	962
Endenergie	92,1	115,8	148,8	198,5	315,8	449	642	870	1143	1448	1780
Quotient NE/EE	3,43	2,86	2,61	2,34	2,2	2,1	2,05	2,0	1,95	1,9	1,85

ZUSAMMENHANG ZWISCHEN NUTZ- UND ENDENERGIEVERBRAUCH

TAB. 38

Die erforderliche Umrechnung von Nutzenergie- in Endenergiebedarf ist mit großen Schwierigkeiten verbunden, da hierzu eine genaue Kenntnis der zukünftigen Geräteausstattung aller Verbraucher und der Umwandlungswirkungsgrade nötig ist. Vereinfachend wurde hier eine Fortsetzung des bisherigen Trendverlaufs für den Quotienten aus Nutz- und Endenergie angenommen (siehe Tab. 38). Der Nutzenergiebedarf für 1970 wurde mit den von MOLINA angewandten Wirkungsgraden direkt ermittelt.

3.2 Endenergie: Verbrauchssektoren und Energieträger

Die mit Hilfe des globalen Prognoseansatzes gewonnenen Werte für die zukünftige Endenergienachfrage bilden die ganzheitliche Grundlage für die Analyse der Verbrauchssektoren.

Bei der Festlegung der Verbrauchsentwicklung der einzelnen Energieträger untereinander wurde davon ausgegangen, daß die derzeitigen Trends bis Ende des Jahrhunderts im wesentlichen beibehalten werden, d.h. daß das Aufkommen neuer Technologien zur Energieerzeugung und -anwendung oder eventuelle, durch politische Krisen auftretende Versorgungsschwierigkeiten auf dem Weltmarkt hier keine Berücksichtigung fanden.

Soweit möglich, stützt sich die Nachfrage in den Sektoren

- Industrie,
- Haushalt und Kleinverbrauch,
- Verkehr

auf Einzelprognosen bestimmter Bereiche, wie z.B. der Eisen- und Stahlindustrie (siehe Kap. 2.3.1), der chemischen Industrie (Rohbenzin zur Kunststoffherstellung, siehe Kap. 2.3.2.5), des PKW- und LKW-Verkehrs /59/ usw. Da Angaben hierüber, falls vorhanden, im allgemeinen sehr lückenhaft sind, war es unumgänglich, eine Reihe von Annahmen zu treffen. Hierbei wurde versucht, logische Zwänge und Zusammenhänge zu berücksichtigen, um zu einem sinnvollen Gesamtkontext zu gelangen.

Soweit zulässig, wurde der Entwicklungsvorsprung anderer Länder, insbesondere der BRD /60/ in energiewirtschaftlicher Hinsicht als richtungsweisend, unter Berücksichtigung der regionalen Eigenarten zugrundegelegt. So ist z.B. zu beachten, daß der Energieverbrauch für Haushalt und Verkehr in Spanien den entsprechenden Anteil am Gesamtenergiebedarf nordischer Staaten nie erreichen wird, da völlig unterschiedliche Wohngewohnheiten (dicht, in die Höhe gebaute Städte, kaum Einfamilienhäuser) und ein andersgeartetes Klima vorgegeben sind.

Für den Stromverbrauch wurde angenommen, daß sich der verstromte Primärenergieanteil im Jahre 2000 bis auf 50 % erhöhen wird.

Die Verfeuerung von Kohle zu kalorischen Zwecken reduziert sich auf einen unbedeutenden Anteil. Der Bedarf wird überwiegend von der Roheisenproduktion der

Energieträger	Industrie											Haushalt und Kleinverbrauch											Verkehr											
	1950	55	60	65	70	75	80	85	90	95	2000	1950	55	60	65	70	75	80	85	90	95	2000	1950	55	60	65	70	75	80	85	90	95	2000	
Vergaserkraftstoff ¹⁾	0,4	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,8	11,9	8,3	15,1	31,8	73,0	113	123	135	140	145	
Rohbenzin	-	-	-	-	1,3	3,7	15,7	52,0	96,7	158,1	229,8	330,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Kerosin	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Diesel/Heizöl 1	-	-	-	0,9	1,7	5,8	7,5	15,0	20,0	25,0	30,0	35,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Heizöl 2)	3,5	7,1	11,2	30,8	57,0	71,0	79,0	87,0	97,0	103,0	106,0	-	0,5	1,7	1,0	1,2	1,8	2,4	3,0	3,6	4,2	4,8	5,4	3,2	9,5	13,7	14,8	16,2	17	21	23	25	27	29
Flüssiggas	-	-	-	-	0,1	1,6	2,5	5,5	14,5	23,0	31,5	45,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Raffineriegas	-	-	-	-	0,4	0,7	2,0	4,0	8,0	12,0	14,0	16,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Stadtgas	0,8	1,1	2,1	0,2	0,8	0,5	0,1	-	-	-	-	-	0,6	0,7	0,9	1,3	2,3	2,0	0,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Erdgas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Fokeröl-/Hochofengas	1,4	6,3	6,0	10,0	14,0	18,0	25,0	33,0	40,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Kohle	31,2	37,9	51,1	50,1	65,7	66,4	71,2	82,2	95,5	114,6	133	-	0,3	11,1	10,7	8,5	6,4	3,2	1,5	0,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Strom	3,2	5,6	8,5	14,8	27,5	41,9	64,9	101,0	133	179	253	-	0,3	1,5	2,6	4,7	9,8	18,0	35,0	70,0	120,0	184,0	245,0	29,5	26,2	17,4	10,7	0,2	-	-	-	-	-	
GESAMT	39,0	52,5	73,7	100,8	170,2	221,5	316	441	587	758	985	11,2	15,1	18,0	24,7	40,5	56,0	92,0	152	238	342	421	41,8	48,2	57,2	71,3	105,5	174	237	291	320	353	380	

1) bis 1955 Benzin und Diesel
2) bis 1955 Heizöl (S) und Heizöl (L)

STRUKTUR DES ENERGIEVERBRAUCHS NACH ENERGIETRÄGERN
UND VERBRAUCHSEKTOREN VON 1950 - 2000 IN 10³ Tcal

Eisen- und Stahlindustrie bestimmt. Aus praktischen Erwägungen wurde der relativ unbedeutende Unterfeuerungsbedarf der Kokereien und der Grubenbedarf dem Kohle-Endenergieverbrauch zugeschlagen.

Im Gassektor ist der Abschluß der Konversion von Stadt- auf Erdgas bis 1980 zu erwarten. Der Erdgasverbrauch wird sich mit fortschreitendem Ausbau der Infrastruktur und der Forderung nach umweltfreundlicher Energie kräftig erhöhen.

Wegen der Bedarfsverschiebungen bei Mineralölerzeugnissen ist eine veränderte Raffineriestruktur erforderlich, die u.a. einen höheren Ausstoß an Flüssiggasen bedingt. Ein Teil dieses Butan- und Propangases wird wegen der zunehmenden Luftverschmutzung in den Ballungszentren auch im Verkehr Verwendung finden. Die Umstellung der Motoren von Vergaserkraftstoffen auf Flüssiggas ist unproblematisch.

Die zugrunde gelegte Entwicklung der Endenergieverbräuche nach Energieträgern und Verbrauchssektoren ist aus Tab. 39 /55,59,26,28,23,17,8,9,11,6/ zu entnehmen. Die Ergebnisse der Einzelprojektionen sind in Tab. 40 zusammengefaßt.

Energieträger	Energieverbrauch										
	1950	55	60	65	70	75	80	85	90	95	2000
Vergaserkraftstoff	9,2	12,6	8,3	15,1	31,7	73	113	123	135	140	145
Rohbenzin	-	-	-	1,3	3,7	16	52	96	159	230	330
Kerosin	-	0,1	0,6	3,0	12,6	24	34	40	44	48	50
Diesel/Heizöl L	-	-	17,5	32,6	54,7	70	92	125	168	216	233
Heizöl S	7,2	18,3	28,1	46,8	75,0	90	100	110	122	130	135
Flüssiggas	-	-	0,6	6,6	16,3	26,0	33	50	65	80	100
Raffineriegas	-	-	-	0,4	0,7	2,0	4,0	8,0	12	14	16
Stadtgas	1,3	1,8	3,0	1,5	3,0	2,0	1,0	-	-	-	-
Erdgas	-	-	-	-	1,0	10,5	28	46	66	83	103
Kokerei-/Hochofengas	-	-	-	1,4	6,3	6,0	10	14	18	22	26
Kohle	69,9	75,3	79,2	69,4	72,3	69	73	83	96	115	133
Strom	4,5	7,6	11,7	20,4	38,4	61	102	175	258	370	509
Gesamtendenergie	92,1	115,8	148,9	198,9	315,8	449	642	870	1143	1448	1760

STRUKTUR DES ENDENERGIEVERBRAUCHS VON 1950 - 2000 IN 10³ Tcal

TAB. 40

Nach den obigen Berechnungen bleibt die Industrie mit einer Zuwachsrates von 6 % p.a. von 1970 - 2000 mit einem Anteil von 55 % der Hauptenergieverbraucher. Mit 8 % erreicht der Bereich Haushalte und Kleinverbrauch die höchste Wachstumsrate. Dies erscheint angesichts der jetzt einsetzenden verstärkten Elektrifizierung, der Hebung des Heizungskomforts und der in naher Zukunft zu erwartenden Raumklimatisierung vertretbar. Der Verkehrssektor vervierfacht bis 2000 seine Nachfrage und erreicht bei einem durchschnittlichen jährlichen Wachs-

tum von 4,4 %, 21 % des gesamten Endenergiebedarfs. Hier liegen die Schätzungen des III. Entwicklungsplanes zugrunde, der eine Erhöhung des PKW-Bestandes von 2,48 Mio (1970) auf 9,25 Mio (1980) und bei Lastwagen ein jährliches Wachstum von 5 % bis 1975 und 2 % bis 1980 angibt /59/. Nach 1980 ist mit einem starken Abflachen der Zuwachsraten im Verkehrssektor zu rechnen.

Der Endenergieverbrauch - darin sind nichtenergetische Produkte wie Bitumen, Schmierstoffe usw. nicht enthalten - wird nach der vorliegenden Prognose bis zum Jahre 2000 von $316 \cdot 10^3$ Tcal im Jahre 1970 auf $1780 \cdot 10^3$ Tcal steigen. Die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate für die gesamte Periode beträgt 5,9 %.

3.3 Ermittlung des Primärenergiebedarfs

Zur Ermittlung der gesamten Primärenergienachfrage ist aufbauend auf dem Endenergiebedarf die Kenntnis der Energieträgerstruktur und des Verbrauchs in den Transformationssektoren erforderlich. Die Hauptumwandlungsbereiche sind die Kraft- und Mineralölwirtschaft.

3.3.1 Einsatz von Energieträgern in der Kraftwirtschaft

Der Bruttostrombedarf ergibt sich aus der Stromendenergienachfrage der Verbrauchssektoren und dem Strombedarf des Transformationssektors. Letzterer setzt sich zusammen aus:

- dem Eigenverbrauch der Kraftwirtschaft,
- den Forleitungs- und Verteilungsverlusten,
- dem Aufwand zur Erzeugung von Pumpspeicherstrom,
- dem Stromverbrauch der übrigen Energieindustrie.

Durch den Übergang zu verlustärmeren Spannungsebenen und standortunabhängigen und damit verbrauchernäheren Kraftwerken

TWh	1970	75	80	85	90	95	2000
Endverbraucher	44,6	71,4	118,5	203,3	300,5	429,7	591,6
Transformationssektor	11,9	17,2	27,5	43,2	65	81,5	104,4
in % vom Bruttostrom	21	20	19	18	17	16	15
BRUTTOSTROMBEDARF	56,5	88,6	146,0	246,5	365,5	511,5	696

VORAUSSCHÄTZUNG FÜR DEN BRUTTOSTROMBEDARF
BIS 2000

(z.B. Kernkraftwerke) ist ein leichtes Sinken des Strombedarfs im Transformationssektor zu beobachten /60/. Für Spanien wurde die in Tab. 41 angegebene Tendenz bis zum Jahre 2000 unterstellt.

Energieträger	1970	75	80	85	90	95	2000
Wasserkraft	10,9	13,0	17,2	18,8	20,0	20,5	21,0
Heizöl	3,5	7,2	8,6	9,1	13,2	18,3	19,5
Kohle	2,5	3,3	3,8	3,0	2,0	1,0	1,0
Gasturbine	-	0,3	0,9	1,5	2,0	2,3	2,5
Verchiedenes	0,85	1,1	1,4	1,6	1,8	1,9	2,0
Σ konventionell	17,75	24,88	31,9	34,0	39,0	44,0	46,0
Kernenergie	0,15	1,12	8,0	21,7	35,9	52,7	76,5
Σ	17,9	26,0	39,9	55,7	74,9	96,7	122,5

INSTALLIERTE ENGPASSLEISTUNG (EINSCHL. RESERVE)
GW

Bei der Projektion für die in TAB. 42 Tab. 42 ausgewiesenen Werte

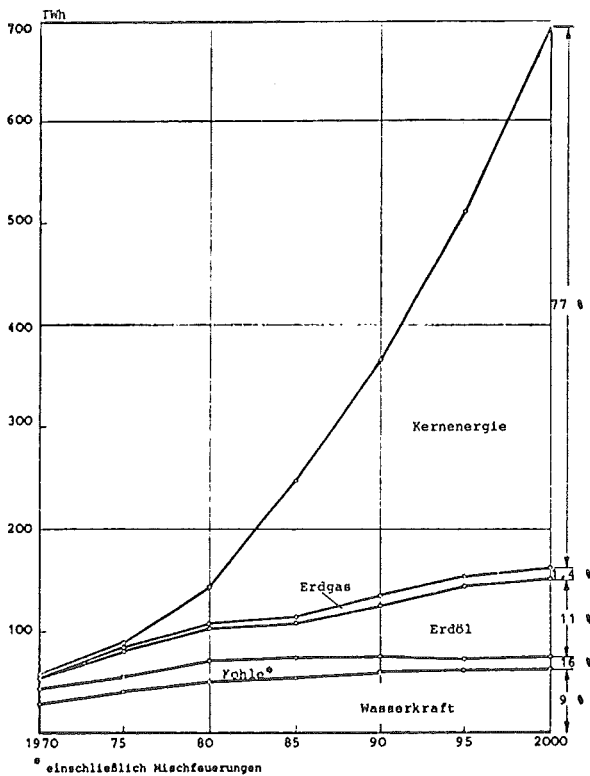
der installierten Engpaßleistung (einschließlich Reserve) wurde die Schätzung der J.E.N. /17/ für die Entwicklung des Kernkraftwerkzubaues zugrunde gelegt. Die Gesamtstruktur der installierten Leistung stimmt bis 1980 mit den Angaben des Plan Eléctrico Nacional überein /13/. Es wurde weiterhin angenommen, daß neue Kohlekraftwerke ab 1980 nicht mehr zugebaut werden. Alle diese Kraftwerke werden weiter mit Kohle betrieben und scheiden nach Ablauf ihrer Lebensdauer aus der Produktion aus. Für Wasserkraftwerke ist nur noch mit einer leichten Erhöhung durch den Zubau von Pumpspeicherwerken zu rechnen. Einen zusätzlichen Beitrag zur Spitzenlastdeckung werden die Gasturbinen stellen, die im Jahre 2000 eine Leistung von 2,5 GW erreichen sollen.

Zur Ermittlung des Energieträgereinsatzes wurde die in Tab. 43 angegebene Benutzungsdauer zugrunde gelegt. Die Laufdauer für Wasserkraftwerke beträgt bei einem Jahr mit mittleren Niederschlägen etwa 3000 h/a. Da die hinzukommenden thermischen Kraftwerke nicht mehr wie teils bisher eine Ergänzungsfunktion zu den Wasserkraftwerken während der trockenen Jahreszeit ausüben, sondern als echte Grundlastkraftwerke beansprucht werden, ist anzunehmen, daß sich die mittlere Benutzungsdauer kräftig erhöht. Eine durchschnittliche Auslastung von 5.650 h/a bis zum Jahre 2000 erscheint bei einer entsprechenden Bedarfsnivellierung vertretbar /61/.

Benutzungsdauer	1970	75	80	85	90	95	2000
Wasserkraftwerke		3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Thermische Kraftwerke		3.700	3.700	3.600	3.800	3.900	3.900
Kernkraftwerke		5.000	5.000	6.100	6.500	6.800	7.000
Ø Benutzungsdauer	3.150	3.400	3.650	4.400	4.900	5.300	5.650

ENTWICKLUNG DER BENUTZUNGSDAUER VON
KRAFTWERKEN

Entsprechend den getroffenen Annahmen ergibt sich die in Abb. 32 gezeigte Entwicklung der Stromerzeugung und deren Struktur nach Energieträgern.



PROGNOSE FÜR DIE ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG
UND DEN EINSATZ DER ENERGIETRÄGER IN SPANIEN

Nach dieser Vorausschätzung wird die Kernenergie schon 1985 über 50 % und bis Ende des Jahrhunderts 77 % der gesamten Stromerzeugung Spaniens bestreiten. Der Anteil der fossilen Energieträger kann aufgrund von Veränderungen der Weltmarktlage ohne weiteres eine andere Struktur einnehmen. Insgesamt wird sich die Bruttostromerzeugung in der Periode von 1970 - 2000 bei einer Zuwachsrate von durchschnittlich 8,7 % p.a. von 56,5 auf 696 TWh erhöhen.

Für die Umrechnung der eingesetzten Energieträger zur Stromerzeugung in Steinkohleeinheiten (kg SKE) wurde

ABB. 32

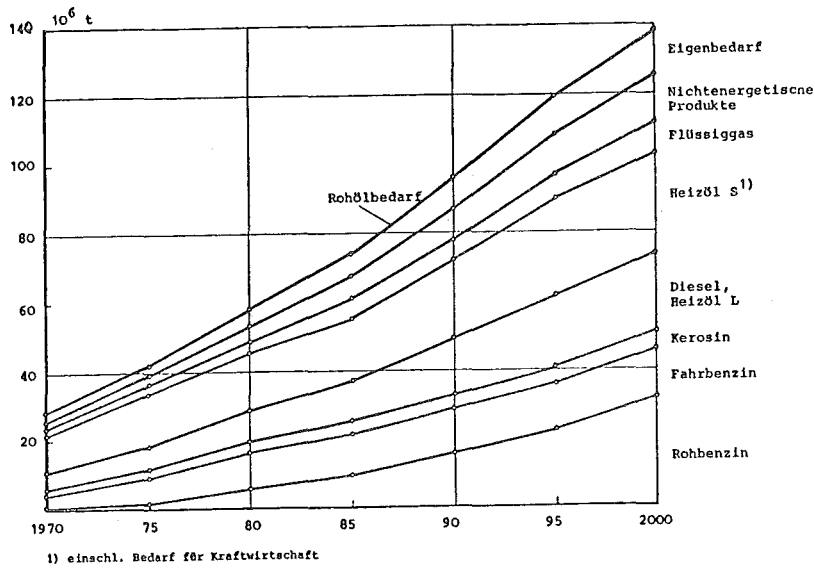
den zwecks Ermittlung des Primärenergiebedarfs in Anlehnung an /60/ die in Tab. 44 angegebenen spezifischen Verbräuche unterstellt.

kg SKE/kWh	1970	75	80	85	90	95	2000
Wasserkraft	0,400	0,335	-	-	-	-	-
Kernenergie	0,332	0,320	0,315	0,31	0,307	0,305	0,303
Kohle	0,340	-	-	-	-	-	-
Heizöl	0,43	0,35	0,30	0,29	0,285	0,283	0,282
Erdgas	0,290	0,285	0,283	0,281	0,280	-	-
Sonstige	0,344	-	-	-	-	-	-

TAB. 44 ANGENOMMENER SPEZ. VERBRAUCH IN DER
ELEKTRIZITÄTSHIRTSCHAFT SPANIENS

3.3.2 Mineralölwirtschaft: Raffineriestruktur und Eigenbedarf

Die Endnachfrage nach Mineralölprodukten bedingt aufgrund ihrer Zusammensetzung eine bestimmte Raffineriestruktur. Wie Abb. 33 zeigt, steigt vor allem der Bedarf an Benzin in den nächsten Jahrzehnten überproportional an. Die Produktausbeute der "Straight-Run-Raffinerien" ist dann nicht mehr in der Lage, den Bedarf entsprechend der geforderten Struktur für Erdölerzeugnisse zu decken. Mit Hilfe von katalytischen Crackern und Hydrocrackern ist es möglich, mittlere und schwere Destillate in leichtere umzuwandeln. Dies bedingt



PROGNOSE FÜR DEN BEDARF AN MINERALÖLPRODUKTEN 1970 - 2000

ABB. 33

einen erhöhten Aufwand an Investitionen und Energie.

Tab. 45 zeigt die Produktausbeute verschiedener Raffinerietypen beim Einsatz von Nahost-Öl /62/. Für die nichtenergetischen Erzeugnisse wurde angenommen, daß sie in annähernd gleicher Höhe anfallen wie der

Eigenverbrauch der Raffinerien. Bei steigenden Anteilen leichter Fraktionen ist eine Erhöhung des Eigenverbrauches in der Größenordnung von 1 - 2 % festzustellen.

Mit diesen Angaben läßt sich die Entwicklung der erforderlichen Raffineriestruktur und damit des Rohöldurchsatzes für den jeweiligen Typ ermitteln (siehe Tab. 46). Die Hydrocracker-Kapazität steigt demnach bis zum Jahre 2000 beachtlich an.

%	RAFFINERIETYP		
	Hydroskimming	Hydroskimming und Cat.Cracker	Hydroskimming und Hydrocracker
Flüssiggas	3,9	8,9	11,9
Benzin	15,1	24,1	45,2
Heizöl L	24,6	25,9	24,2
Heizöl S	45,4	26,1	-
Nichtenergetische Produkte	5,0	7,0	9,0
Eigenverbrauch + Verluste	6,0	8,0	10,0

PRODUKTAUSBEUTE FÜR VERSCHIEDENE RAFFINERIETYPEN
BEIM DURCHSATZ VON NAHOST-ÖL¹⁾

¹⁾ Nahost-Öl $\gamma = 0,87 \text{ t/m}^3$
 $B = 2,5 \text{ Gew.}\%$

TAB. 45

Raffinerietyp	Rohöldurchsatz Mio t					
	1975	80	85	90	95	2000
Hydroskimming	27,8	19,7	-	-	-	-
Hydroskimming + Cat. Cracker	14,3	33,3	66,1	82,4	102	105,8
Hydroskimming + Hydro-Cracker	-	-	7,8	13,3	17,3	32,3
SUMME	42,3	58,0	73,9	95,7	119,7	138,1

Mio t	Hydro-Crack-Kapazität					
	1975	80	85	90	95	2000
Mitteldestillate	-	-	2,7	3,7	4,4	7,3
Heizöl (S)	-	-	0,5	1,8	2,7	5,9

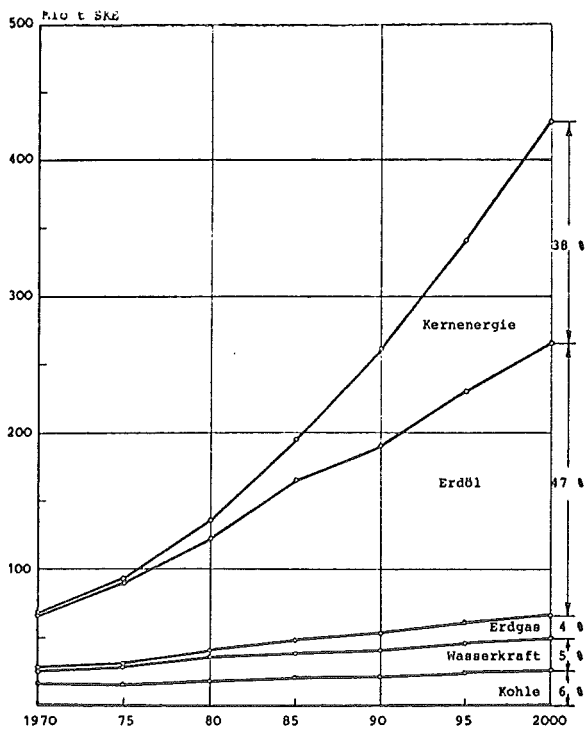
TAB. 46 RAFFINERIESTRUKTUR - HYDROCRACKKAPAZITÄT

Für die gesamte Mineralölwirtschaft ist eine Erhöhung der Rohölverarbeitung von 32,2 Mio t im Jahre 1970 auf 138,7 Mio t bis 2000 zu erwarten. Die mittlere jährliche Wachstumsrate beträgt in diesem Zeitraum 5,4 % gemessen am Inlandsverbrauch.

3.3.3 Primärenergienachfrage

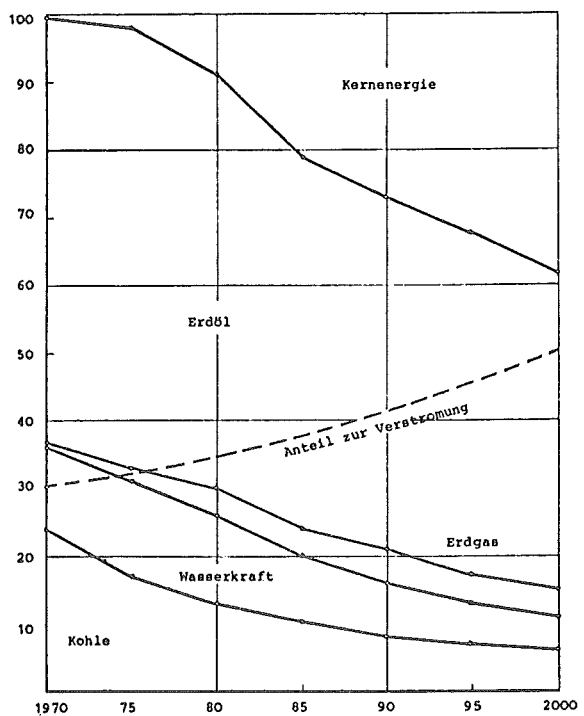
Der gesamte Primärenergiebedarf ergibt sich aus der Nachfrage der Sektoren Endverbrauch und Transformation. In Abb. 34 ist die Entwicklung des Primärenergiebedarfs in Mio t SKE auf der Grundlage der in der vorliegenden Prognose festgelegten Tendenzen dargestellt. Abb. 35 gibt entsprechend der ermittelten Werte die prozentualen Anteile der jeweiligen Energieträger am Gesamtverbrauch wieder. Trotz des mächtigen Vordringens der Kernenergie, die im Jahre 2000 38 % des gesamten Primärenergiebedarfs decken wird, bleibt das Erdöl der quantitativ bedeutendste Energieträger. Der relative Anteil des Mineralöls am Gesamtenergieaufkommen sinkt jedoch von 65 % im Jahre 1970 auf 47 % bis Ende des Jahrhunderts.

Mit jeweils 4,5 und 6 % besitzen die restlichen Energieträger Erdgas, Wasserkraft und Kohle im Jahre 2000 nur noch eine untergeordnete Bedeutung. Bei einer starken Verschiebung der Preissituation auf dem Weltenergiemarkt ist eine Zunahme der Bedeutung der Kohle zu Lasten des Erdöls jedoch im Bereich des Möglichen.



PROGNOSE FÜR DEN PRIMÄRENERGIEBEDARF SPANIENS
NACH ENERGieträgern VON 1970 - 2000

ABB. 34



STRUKTUR DES PRIMÄRENERGIEBEDARFS IN %

ABB. 35

Der zur Verstromung eingesetzte Primärenergieanteil steigt von 30 auf 50 %. Ein Überschreiten dieses Satzes ist aufgrund der Praktikabilität des elektrischen Stromes denkbar.

Die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate des Primärenergiebedarfs liegt mit etwas mehr als 6,4 % höher als die des Endenergieverbrauches (+ 5,9 %). Dies ist auf den Zuwachs des Stromverbrauches, der über dem Durchschnitt des Zuwachses des gesamten Endenergieverbrauches liegt, und der Verlangsamung der Senkung des spezifischen Verbrauches in der Kraftwirtschaft zurückzuführen.

4 ENERGIEVERSORGUNG - ENERGIEPOLITIK

4.1 Energiepolitik der jetzigen Administration

Wie bei den meisten europäischen Staaten kann man auch in Spanien nicht von der Existenz einer konkret formulierten Energiepolitik sprechen. Stärker als in anderen Ländern waren die Aktivitäten der Administration vor allem bis zu Beginn der sechziger Jahre auf eine nationale Autonomie in der Energieversorgung gerichtet. Unter diesem Aspekt ist eine gezielte Einflußnahme des Staates wie folgt zu verzeichnen:

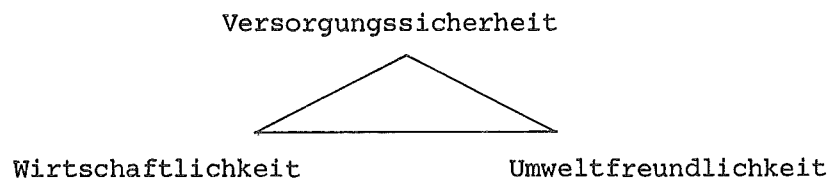
- Koordinierung und Durchführung des Ausbaus der Wasserkraft im Verbund mit Bewässerungsanlagen durch staatliche Institutionen;
- Konzentration des Kohlebergbaus zu einem Unternehmen mit Mehrheitsbeteiligung des Staates;
- Bildung der Gesellschaft HISPANOIL zur Wahrnehmung spanischer Interessen bei der Prospektion und Förderung von Erdöl im Ausland;
- Gründung der J.E.N. mit dem langfristigen Ziel, eine spanische Atomindustrie zu promovieren und damit die im Lande vorhandenen Uranvorkommen zu nutzen.

Abgesehen vom Verteilungsmonopol für Erdölprodukte kann man die ordnungspolitischen Elemente der spanischen Energiewirtschaft als marktwirtschaftlich bezeichnen.

Ähnlich wie bei seinem europäischen Nachbarn liegt die Problematik der Energieversorgung in der hohen Abhängigkeit vom ausländischen Erdöl und der unwirtschaftlichen inländischen Kohleförderung.

4.2 Forderungen an eine zukünftige Energiepolitik

Ausgehend vom "magischen Dreieck" der wichtigsten Kriterien zur Energieversorgung :



lassen sich für eine künftige Energiepolitik folgende Zielsetzungen ableiten:

(1) ZIEL der Wirtschaftlichkeit:

- Ausnutzung der billigsten Energiequellen und Transportmittel
- Anwendung geeigneter Technologien zur kostensparenden Primärenergieumwandlung
- freier Wettbewerb auf dem Energiemarkt

(2) ZIEL der Versorgungssicherheit:

- möglichst hohe Eigenenergieerzeugung
- Diversifikation beim Import nach:
Energieträgern
Herkunftsländern
Transportmitteln
- möglichst große Vorratshaltung

(3) ZIEL der Umweltfreundlichkeit:

- Minimierung der Schadstoffbelastung
- Berücksichtigung der ökologischen Folgen
- Einsatz von Technologien zur Energieträgerveredelung

Die Zielsetzung der Versorgungssicherheit und Umweltfreundlichkeit stehen im Gegensatz zum Ziel der möglichst billigen Versorgung. Hieraus lassen sich für eine künftige spanische Energiepolitik folgende Hauptforderungen aufstellen:

(1) Erdölsektor

Die Abhängigkeit vom ausländischen Erdöl muß langfristig durch den Einsatz anderer Energieträger mengenmäßig eingeschränkt werden, da Diversifikation der Bezugsquellen vertragliche Sonderstatuten und die zukünftigen

tige Verknappung keine Versorgungssicherheit mehr bieten. Dies ist möglich durch die verstärkte Verwendung von:

- Erdgas (befristet),
- Kohle und Technologien zur Kohleveredelung,
- neue Technologien zur Erdölverarbeitung,
- Kernenergie (Verstromung und nukleare Prozeßwärme).

(2) Kohlesektor

Ein erhöhter Einsatz von Kohle wird bei den jetzt angewandten Technologien stets ein Kompromiß zwischen Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit sein. Neue Verfahren können vor allem bei steigenden Erdölpreisen Abhilfe bringen. Überprüft werden sollte jedoch, ob eine weitere Unterstützung der nationalen Kohleförderung sinnvoll ist, wenn wesentlich billigere Kohle auf dem Weltmarkt aus politisch stabilen Ländern bezogen werden kann.

(3) Kernenergie

Eine Substitution von Erdöl durch elektrische Energie und damit auch Kernenergie ist innerhalb gewisser Grenzen jederzeit möglich, aber mit wesentlich höheren Kosten verbunden. Erst der direkte Einsatz nuklearer Wärme auf dem Energiemarkt erweitert das Anwendungsspektrum und bietet eine wirtschaftliche Alternative.

Gegenstand dieser Arbeit ist es, die Möglichkeiten der nuklearen Prozeßwärme bezüglich ihrer gesamten Auswirkungen zu analysieren. Auf die möglichen konventionellen Varianten bei der Substitution fossiler Energieträger untereinander soll daher nicht näher eingegangen werden.

5 WIRTSCHAFTLICHKEITSVERGLEICH FOSSILER UND NUKLEARER STROM- UND WÄRMEERZEUGUNG

Zu den wichtigsten Bestimmungsgrößen bei der Substitution fossiler Energieträger durch Kernenergie zählen die Kosten zur Bereitstellung von Energie. Aufbauend auf den neuesten Kostendaten (Stand 1.1.1973) soll eine Wirtschaftlichkeitsanalyse von vier Anlagen zur Strom- und Wärmeenergieerzeugung durchgeführt werden. Verglichen werden hierbei folgende Kraftwerkstypen:

- Leichtwasserreaktor (DWR)
- Hochtemperaturreaktor (OTTO-Reaktor), mit kugelförmigen Brennelementen, in Einwegbeschickung, nichtintegrierte Bauweise
- Heizöl-S-Kraftwerk
- Steinkohle-Kraftwerk

5.1 Stromerzeugung

Anlagekosten	HTR "OTTO"		LWR - DWR		Heizöl S		Steinkohle	
Bauzeit (Jahre)	5		5		3,5		4	
	Mio DM	d	Mio DM	d	Mio DM	d	Mio DM	d
Grundstück	0,315		0,315		0,315		0,315	
Baulicher Teil	146,8	0,8	189,6	0,8	96,4	0,75	105,4	0,75
Dampferzeugungssystem	265,5	0,6	271,3	0,6	207,9	0,9	252,1	0,9
Maschinenanlage	180,9	0,8	273,1	0,8	193,1	0,8	193,9	0,8
Elektrische Anlage	104,3	0,6	98,0	0,6	48,4	0,45	63,3	0,45
Nebenkosten	28,7	0,3	18,0	0,3	13,6	0,3	14,5	0,3
Unvorhergesehenes 7 %	50,9		59,5		39,2		44,0	
Ersatzteile 0,6 %	4,4		5,1		3,4		3,8	
Direkte Kosten	781,7		849,9		601,9		677,0	
Indirekte Kosten (in % der direkten Kosten)								
Hilfsbauten, Ausrüstung, Dienstleistungen 6,6 %	51,6		60,4		39,7		44,7	
Ingenieurdienste und Montage - Management 11,6 %	90,7		104,3		69,8		78,5	
Andere Kosten 4,2 %	32,8		38,4		25,3		28,4	
Bauzinsen (Zinssatz 8 %)	203,1		237,0		106,2		137,9	
Anlagenbarwert	1159,8		1354,0		824,8		966,5	
Spez. Anlagekosten DM/kWh	967		1131		703		806	

ANLAGEKOSTEN FÜR
KONVENTIONELLE UND
NUKLEARE KRAFTWERKE

KOSTENSTAND: 1.1.1973
NETTOLEISTUNG: 1.200 MWe

- 1) Angaben für DWR, Steinkohle, Heizöl S 1.1.73 ORCOST-Programm /63/ 5) HTR-STEAG-Angaben mit 1,07 auf 1.1.73 aktualisiert
2) Angaben HTR STEAG 1.8.72 6) 3.15 DM/US \$
3) Investitionskostenindex USA-Spanien 1:1 7) Keine Preissteigerungen während der Bauzeit
4) " " BRD-Spanien 1:1,14 /65/ 8) ohne Kühltürme

Die Anlagekosten für das DWR-, Heizöl-S- und Steinkohlekraftwerk sind dem ORCOST-Computerprogramm des ORNL /63/ entnommen. Mit Hilfe der dort angegebenen Degressionsfaktoren wurden die Anlagenbarwerte für Block-Leistungen im Bereich von 200 - 1200 MWe ermittelt. Die Kosten für den Hochtemperaturreaktor beruhen auf Angaben der STEAG Essen /64/. Diese Kostenangaben wurden ohne Veränderung der Gesamtsumme dem ORCOST-Schema angepaßt und mit dem Faktor 1,07 auf den Preisstand 1.1.1973 aktualisiert. Weiterhin wurde nach /65/ der zwischen Spanien und der BRD unterschiedliche Investitionskostenindex mit dem Faktor 1,14 berücksichtigt.

Tab. 47 /63,64,66/ gibt somit für Spanien gültige Anlagekosten für Kraftwerke mit Preisstand vom 1.1.1973 an.

Stromerzeugungskosten		HTR "OTTO"	LWR-DWR	Heizöl S	Steinkohle
Benutzungsdauer	h/a	8.000	7.000	7.000	6.800
Wärmeverbrauch	kcal/kWh	2.261	2.583	2.297	2.348
Wirkungsgrad		0,38	0,33	0,374	0,366
Brennstoffwärmepreis	DM/Gcal	2,32	1,91	8,-	10,-
Kapitaldienst 13,1 %	Mio DM/a	152,0	177,8	110,4	126,7
Betriebskosten	Mio DM/a	22,3	22,3	13,7	15,1
Kapitaldienst	Pf/kWh	1,58	2,12	1,31	1,55
Betriebskosten	"	0,23	0,27	0,16	0,19
Betriebsstoffkosten	"	0,25	0,25	0,11	0,12
Brennstoffkosten	"	0,53	0,49	1,84	2,35
STROMERZEUGUNGSKOSTEN	Pf/kWh	2,59	3,13	3,42	4,21

- 1) Amortisationsdauer 20 Jahre, 8 % Zinsen p.a.
2) Betriebskosten Degressionsfaktor 0,36
3) Kohlepreis für US-Kohle frei Kraftwerk 69,- DM/t /67/
4) Heizöl(S) : ø Weltmarktpreis 1.1.73 /63/ mit Entschwefelung (Restschwefelgehalt 1,0 %)

Bei der Berechnung der Stromerzeugungskosten wurde eine Amortisationsdauer von 20 Jahren, ein konstanter Zinssatz von 8 % und eine Gesamtannuität von 13,1 % zugrunde gelegt.

TAB. 48 STROMERZEUGUNGSKOSTEN KONVENTIONELLER UND NUKLEARER KRAFTWERKE
KOSTENSTAND: 1.1.1973
NETTOLEISTUNG: 1.200 MWE

In Tab. 48 /63,64,67/ sind die Stromerzeugungskosten für 1.200 MWe-Kraftwerke, aufgegliedert nach Kapital-, Betriebs-, Betriebsstoff- und Brennstoffkosten, entsprechend der zugrunde gelegten Nutzungsdauer und Wirkungsgrade zusammengestellt. Da beim HTR im Vergleich zum DWR der Zwangsstillstand zum Auswechseln der Brennelemente entfällt, wurde gemäß der dadurch bedingten höheren Verfügbarkeit mit 8.000 Benutzungsstunden gerechnet.

Die Betriebskosten umfassen die Verwaltungskosten, Reparaturkosten, Versicherungskosten, Bedienungskosten und die Umlaufkapitalkosten. Zur Abschätzung der entsprechenden Kosten für größere Anlagen wurde mit einem Degressionsfaktor von 0,36 gerechnet.

Die Betriebsstoffkosten berücksichtigen alle Aufwendungen für Hilfsenergie, Beseitigung radioaktiver Abfälle, Gasverbräuche, Schmiermittel, Zusatzwasser, Regeneration der Gasreinigungsanlagen usw.

Für die Betriebsstoffkosten und Brennstoffkosten wurde vereinfachend angenommen, daß sie von der Kraftwerksleistung (bezogen auf die kWh) unabhängig sind.

In Abb. 36 sind die Stromerzeugungskosten als Funktion der Kraftwerksleistung für Blockgrößen von 200 - 1200 MWe dargestellt. Bei der für Anfang 1973 gültigen Kostenstruktur weist der HTR die günstigsten Stromkosten für alle Leistungsgrößen auf. Der DWR wird gegenüber dem Heizölkraftwerk erst ab einer Leistung von 600 MWe konkurrenzfähig, während im unteren Bereich bei 200 MWe sogar die Kohlestromkosten überschritten werden.

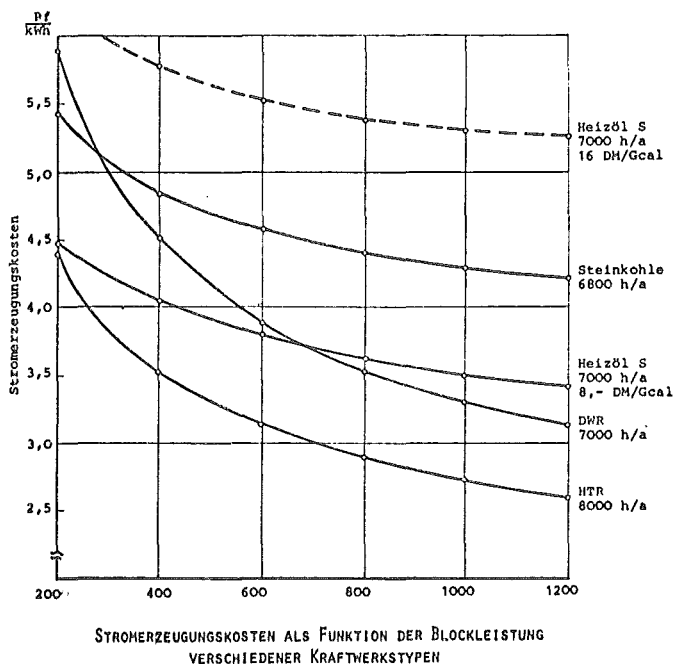
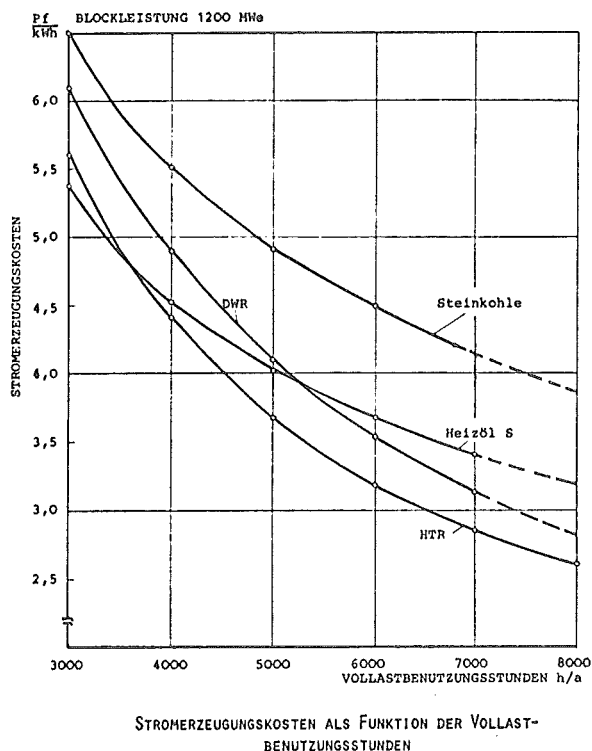


ABB. 36

Erst bei einer Verteuerung der Anlagekosten des HTR um 35 % würde Kostengleichheit mit dem DWR erreicht.

Aus Abb. 37 geht hervor, daß der Hochtemperaturreaktor auch im Mittellastbereich bei 3000 - 4000 h/a wettbewerbsfähig bleibt, während der "break-even point" des DWR gegenüber Heizöl erst bei 5200 h/a erreicht wird.

Die Konferenz der OPEC-Länder vom 22. - 23.12.1973 in Teheran und die in den ersten Januartagen 1974 angekündigten Erdölpreiserhöhungen lassen erwarten, daß auch langfristig bei steigender Tendenz mindestens mit einer Verdopplung des Preises für schweres Heizöl zu rechnen ist. Mit Sicherheit wird der durch das Erdöl in den letzten zwei Jahrzehnten ständig bedrängte Kohlepreis mit



einigen Punkten nachziehen. Dies bedeutet, daß die Kernenergie zur Stromerzeugung sowohl bei kleinen Blockgrößen von 200 MWe als auch im Mittellastbereich von 3000 - 4000 h/a mittlerweile konkurrenzlos geworden ist.

ABB. 37

5.2 Wärmeenerzeugung

Um eine Vergleichsbasis für die Kosten der Wärmeenerzeugung zu erhalten, ist es erforderlich, die entstehenden Kosten zur Bereitstellung fühlbarer Wärme zu ermitteln.

Da Leichtwasserreaktoren Kühlmittelaustrittstemperaturen von maximal 320 °C erreichen und somit für den Einsatz in hochtemperaturigen Bereichen nicht infrage kommen, soll der DWR nicht in diese Betrachtung mit einbezogen werden.

Die Kosten der fühlbaren Wärme im Helium werden beim HTR durch die Kosten der nuklearen Wärmeenerzeugungsanlage ohne Dampferzeuger bestimmt. Die in Tab.49

NETTOLEISTUNG: 3.000 MW _{th} Temperatur der fühlbaren Wärme: 750 °C Kostenstand: 1.1.1973		
HTR	Grundstück	Mio DM 0,32
	Baulicher Teil	98,5
	Wärmeerzeugungskosten	235,3
	Elektrische Anlage	59,2
	Nebenkosten	18,0
	Unvorhergesehenes	28,8
	Ersatzteile	2,5
	Direkte Kosten	442,6
	Indirekte Kosten	214,1
	Anlagenbarwert	656,6
Heizöl 8	Anlagenbarwert Stromerzeugung	843,0
	- Barwert des konventionellen Teils des HTR einschl. Dampferzeuger	- 478,0
	Anlagenbarwert	365
Steinkohle	Anlagenbarwert Stromerzeugung	966,5
	- Barwert des konventionellen Teils des HTR einschl. Dampferzeuger	- 478,0
	Anlagenbarwert	489,0

ANLAGEKOSTEN - NUKLEARE UND FOSSILE WÄRMEERZEUGUNG

TAB. 49

angegebenen Anlagekosten wurden nach den detaillierten Spezifikationen von /66/ zusammengestellt.

Da bei konventionellen Feuerungsanlagen der Kessel zugleich Dampferzeuger ist, wurde vereinfachend angenommen, daß die Anlagekosten zur Wärmeerzeugung mindestens so hoch sind wie die Anlagekosten zur Stromerzeugung, abzüglich der Kosten für den konventionellen Teil des HTR, einschließlich Dampferzeuger. Die erhöhten Aufwendungen für den konventionellen Teil des HTR wurden pauschal mit einem Abzug von 5 % berücksichtigt.

WÄRMEKOSTEN		HTR	Heizöl (S)	Steinkohle
Benutzungsdauer	h/a	8000	7000	6800
Brennstoffwärmepreis	DM/Gcal	2,32	8,-	10,-
Wirkungsgrad		0,95	0,936	0,916
3000 MWth; 750 °C Temperatur fühlbare Wärme				
Kapitaldienst (13,1 %)	DM/Gcal	4,17	2,64	3,66
Betriebskosten	"	0,72	0,34	0,38
Betriebsstoffkosten	"	0,44	0,20	0,22
Brennstoffkosten	"	2,44	8,55	10,92
WärmeKosten	DM/Gcal	7,77	11,74	15,18
4200 MWth; 950 °C Temperatur fühlbare Wärme ¹⁾				
Kapitaldienst ²⁾	DM/Gcal	3,01	1,98	2,75
Betriebskosten ²⁾	"	0,52	0,26	0,29
Betriebsstoffkosten	"	0,35	0,16	0,17
Brennstoffkosten	"	2,44	8,55	10,92
WärmeKosten	DM/Gcal	6,32	10,95	14,12

1) Bei Erhöhung der Temperatur der fühlbaren Wärme von 200 °C steigt die Leistung auf 4200 MWth.

2) Annahme: Die Investitions- und Betriebskosten erhöhen sich durch die Erhöhung der Austrittstemperatur beim HTR um 1 %, bei den konventionellen Wärmeerzeugern um 5 %.

WÄRMEERZEUGUNGSKOSTEN - NUKLEAR - FOSSIL
KOSTENSTAND: 1.1.1973

TAB. 50

3000 MWth bei einer Temperatur der fühlbaren Wärme von 750 °C und die Kostenstruktur bei einer Temperatur von 950 °C. Durch die Temperatursteigerung von 750 °C auf 950 °C erhöht sich die Nennleistung

$$N_{th\ 2} = \frac{T_2}{T_1} \cdot N_{th\ 1} = \frac{700}{500} N_{th\ 1}$$

um den Faktor 1,4.

Der Kostenrechnung liegt hierbei die Annahme zugrunde, daß sich die Investitions- und Betriebskosten beim HTR um 1 %, bei den konventionellen Wärmeerzeugern um 5 % und die Betriebsstoffkosten bei beiden um 10 % erhöhen.

Zur Ermittlung der Wärmekosten in DM/Gcal wurden die Betriebskosten und Betriebsstoffkosten, falls keine genaueren Angaben vorhanden, anteilig zugeschlagen. Die Wirkungsgrade für den wärmeerzeugenden Teil ergeben sich aus dem Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks und dem Wirkungsgrad des konventionellen Teils, der jeweils mit $\eta = 0,40$ festgesetzt wurde.

Tab. 50 zeigt entsprechend den getroffenen Annahmen eine Übersicht über die Struktur der Wärmekosten für eine Leistung von

Da für den hochtemperaturigen Bereich (750 - 950 °C) somit eine eindeutige Kostenverursachung vorliegt, können die Kosten der hochtemperaturigen Wärme einwandfrei berechnet werden.

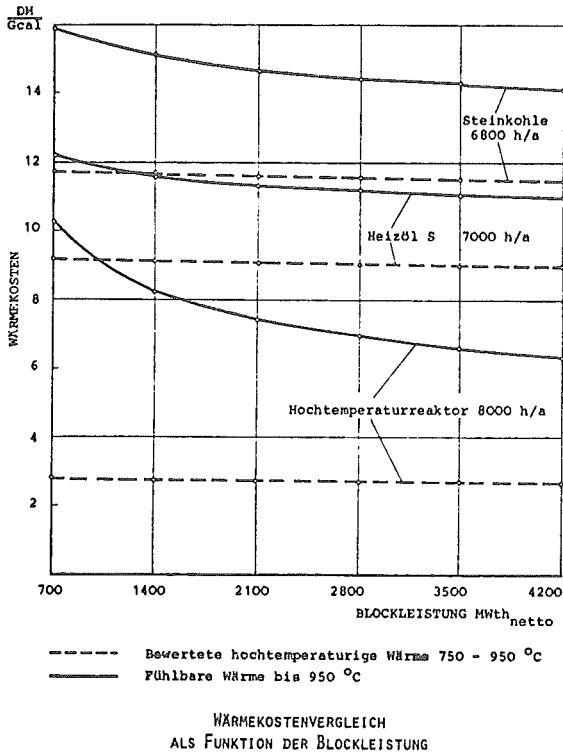


ABB. 38

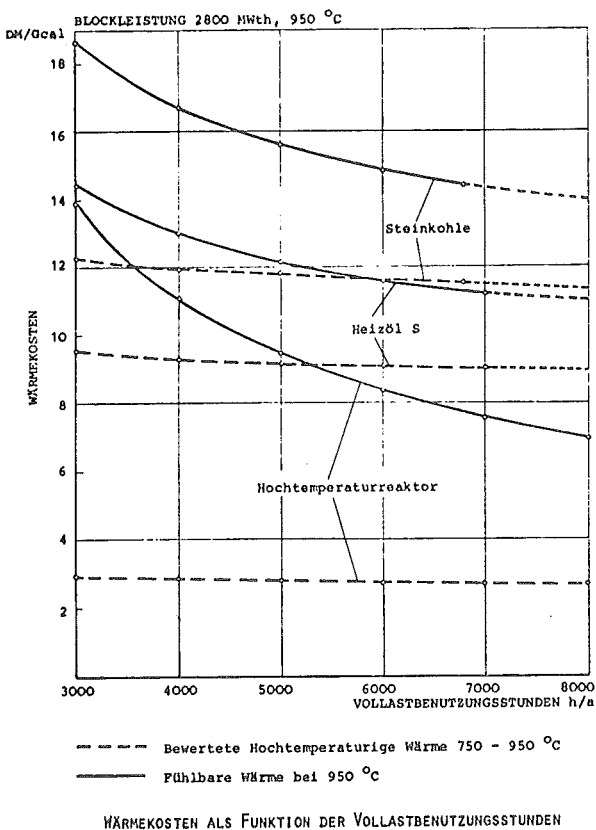


ABB. 39

Abb. 38 zeigt die fühlbaren Wärmekosten des HTR, des Heizöls und der Steinkohle in Abhängigkeit von der Blockleistung im Bereich von 700 - 4200 MWth. Den Anlagekosten liegen die schon bei den Kraftwerken angewandten Degressionsfaktoren zugrunde.

In Abb. 39 sind die Wärmekosten als Funktion der Vollastnutzungsstunden pro Jahr aufgetragen. Beide Darstellungen belegen deutlich die Überlegenheit des Hochtemperaturreaktors. Sowohl bei kleinen Blockleistungen von 700 MWth als auch bei einer Jahresauslastung (Vollast) von nur 35 % ist die Reaktorwärme eindeutig preiswerter. So betragen bei einer 4200 MWth-Anlage die Wärmekosten beim HTR nur 6,30 DM/Gcal, bei Heizöl 10,95 DM/Gcal, bei Steinkohle mit 14,12 DM/Gcal mehr als das Doppelte.

Die Bewertung der hochtemperaturigen Wärme ergibt für den HTR besonders günstige Wärmekosten, da diese zu über 90 % von den Brennstoffkosten abhängig sind.

Der Zusammenhang zwischen Wärmekosten und Brennstoffkosten ist in Abb. 40 dargestellt. Da, wie schon erwähnt, mit mindestens einer Verdopplung der Heizölpreise schon für das Jahr 1974 zu rechnen ist, bedeutet dies, daß zwischen den Kosten der Reaktorwärme

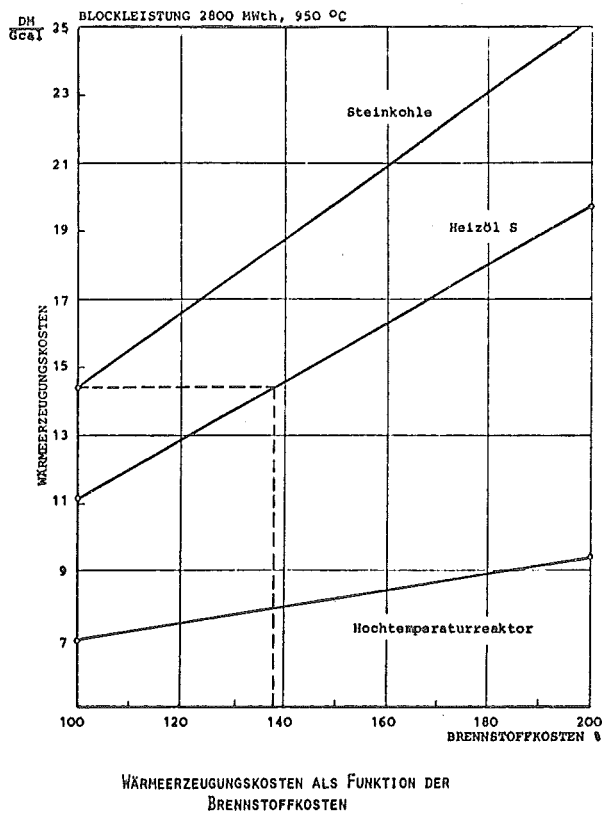


ABB. 40

mit 7,- DM/Gcal (Leistung 2.800 MWth) und der nächsten Konkurrenzenergie, der Steinkohle, mit mindestens 14,4 DM/Gcal ein Spielraum von über 100 % vorhanden ist.

Das heißt:

Erst eine Verdreifachung der HTR-Anlagekosten würde Kostengleichheit mit dem Steinkohlewärmepreis bedeuten.

Die Analyse der Wärmekosten zeigt in aller Deutlichkeit, wie dringend sich eine Nutzung der Kernwärme aufgrund ihrer Kostengünstigkeit empfiehlt.

6 ALTERNATIVE VERFAHREN ZUR WASSERSTOFFERZEUGUNG MIT NUKLEARER PROZESSWÄRME

Die Anwendungsbereiche des HTR wurden in Kap. 1.1 angegeben. Während für den Einsatz von Strom und Dampf zunächst nur das Potential der Verbraucher maßgeblich ist, bieten sich für die Erzeugung von Wasserstoff verschiedene Verfahren mit unterschiedlichem Wärmebedarf und Ausgangsrohstoffen an. Die Bevorzugung des einen oder anderen Verfahrens hängt von der Wirtschaftlichkeit der Umwandlung und vom Preis des eingesetzten Rohstoffes ab.

Von den gegenwärtig zur Wasserstofferzeugung angewandten Technologien sind das

- Steam-Reforming von Methan und
- Steam-Reforming von Naphta's

für die Einkopplung nuklearer Prozeßwärme die geeignetesten. Längerfristig wird die Deckung des H_2 -Bedarfs aufgrund der Verknappung und Verteuerung von Erdgas und Erdöl über die

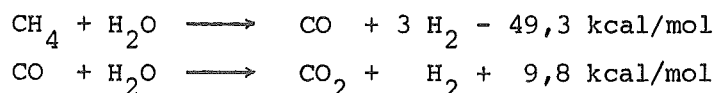
- Steinkohlevergasung oder eventuell
- Wasserspaltung

erfolgen.

6.1 Verfahrensbeschreibungen, Mengendurchsätze, Kosten

6.1.1 Methanspaltung

Der katalytischen Spaltung von Methan mit Wasserdampf liegen folgende Reaktionsgleichungen zugrunde:



Die endotherme Reaktion läuft in Anwesenheit eines Katalysators in einem außenbeheizten Röhrenspaltofen ab. Nach Austritt aus dem Reformer (siehe Tab. 51/62/) wird das Produktgas einer CO-Konvertierung und einer CO_2 - und CH_4 -Reini-

Betriebsbedingungen: Röhrenspaltöfen			
T = 800 °C			
p = 30 at			
H ₂ O/CH ₄ = 3:1			
Produktgas:	Reformerausgang:	Im Trockenem:	
H ₂ O	38,6 %	H ₂	69,4 %
H ₂	42,6 %	CO	10,1 %
CO	6,2 %	CO ₂	9,8 %
CO ₂	6,0 %	CH ₄	10,7 %
CH ₄	6,6 %		
	100,0 %		100,0 %

STEAM-REFORMING VON METHAN

TAB. 51

torwärme substituiert werden.

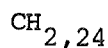
Tab. 52 /62/ zeigt die Kostenstruktur der H₂-Erzeugung bei Zugrundelegung einer 2800 MWth Reaktoranlage als Wärmelieferant.

Auf der Basis der heute vorliegenden konventionellen Erfahrungen und den bisherigen Ergebnissen der EVA-Anlage der Kernforschungsanlage Jülich

ist die Betriebsreife eines heliumbeheizten Röhrenspaltöfens etwa für 1976 zu erwarten /72/.

6.1.2 Naphtaspaltung

Das Steam-Reforming von Naphta's entspricht in seiner verfahrenstechnischen Anordnung und seinen Verarbeitungsstufen dem der Methanspaltung. Ein Kohlenwasserstoffgemisch mit einem Siedende ≤ 180 °C und der fiktiven Summenformel



wie es z.B. beim Hydrocracken von Heizöl S aus Nahost-Öl anfällt, liefert im Steam-Cracker die in Tab. 53 /62/ angegebene

gung unterzogen. Je nach Verfahrensführung wird H₂ mit einer Reinheit von 98 - 99 % erzeugt. Für detaillierte Angaben siehe u.a. /62,68,69,70,71/.

Der bisher durch fossile Energieträger (Erdgas und leichte Erdölfraktionen) aufgebrauchte Wärmebedarf kann durch Reak-

H ₂ -Erzeugung (Reinheit 98-99 %)	6,72 · 10 ⁹ Nm ³ /a
Methandurchsatz	1,68 · 10 ⁹ Nm ³ /a
Nettowärmebedarf	1,145 Mcal/Nm ³ H ₂
davon:	0,819 Mcal/Nm ³ H ₂ (950-750 °C)
	0,326 Mcal/Nm ³ H ₂ (750-250 °C)
Kernreaktorleistung	2800 MWth (950 °C)
Methanspaltung	1114 MWth
Stromerzeugung	674 MWe
Anlagekosten (1.1.73 in Spanien)	
Röhrenspaltöfen	105 Mio DM
Gasreinigungsanlage	105 Mio DM
Annuität	25 %
Betriebsstunden	8000 h/a
Kosten pro Nm ³ H ₂	
Verarbeitungskosten	0,780 Pfg
0,25 Nm ³ Methan 8 Pfg/Nm ³	2,0 "
0,819 Mcal Reaktorwärme (950-750 °C)	0,22 "
0,326 Mcal Reaktorwärme (750-250 °C)	0,28 "
	3,28 Pfg

H₂-ERZEUGUNGSKOSTEN BEI METHANSPLALTUNG

TAB. 52

Betriebsbedingungen: Röhrenspaltöfen			
T = 800 °C			
p = 30 at			
H ₂ O/CH _{2,24} = 4 : 1			
Produktgas:	Reformerausgang:	Im Trockenem:	
H ₂ O	46,6 %	H ₂	67,4 %
H ₂	36,0 %	CO	11,2 %
CO	6,0 %	CO ₂	15,7 %
CO ₂	8,4 %	CH ₄	5,6 %
CH ₄	3,0 %		
	100,0 %		100,0 %

STEAM-REFORMING VON NAPHTA

TAB. 53

Produktgasausbeute. Weitere Ausführungen über die verfahrenstechnischen Grundlagen können /62,68,69,70,71/ entnommen werden. Die erforderlichen Wärme- und Rohstoffeinsatzmengen sowie die Kostenstruktur für die Wasserstofferzeugung sind in Tab. 54 /62/ aufgeführt.

Im Vergleich zur Spaltung von Methan sind hier die Verarbeitungskosten um 11 % und der Wärmebedarf um 18 % höher.

H ₂ -Erzeugung (Reinheit 98-99 %)	7,14 · 10 ⁹ Nm ³ /a
Naphtadurchsatz	1,456 · 10 ⁶ t/a
Nettowärmebedarf	1,352 Mcal/Nm ³ H ₂
davon:	0,771 Mcal/Nm ³ H ₂ (950-750 °C)
	0,581 Mcal/Nm ³ H ₂ (750-250 °C)
Kernreaktorleistung	2800 MWth (950 °C)
Naphtaspaltung	1403 MWth
Stromerzeugung	559 MWe
Anlagekosten (1.1.73 in Spanien)	
Röhrenspaltofen	125 Mio DM
Gasreinigungsanlage	125 Mio DM
Annuität	25 %
Betriebsstunden	8000 h/a
<hr/>	
Kosten pro Nm ³ H ₂	
Verarbeitungskosten	0,875 Pfg
0,204 kg Benzin 11 Pfg/kg	2,244 "
0,771 Mcal Reaktorwärme (950-750 °C)	0,208 "
0,581 Mcal Reaktorwärme (750-250 °C)	0,502 "
	<hr/>
	3,829 Pfg

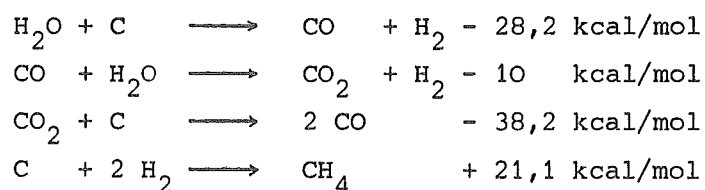
H₂-ERZEUGUNGSKOSTEN BEI NAPHTASPALTUNG

TAB. 54

Mit der technischen Reife des heliumbeheizten Röhrenspaltofens ist wie bei der Methanspaltung für 1976 zu rechnen.

6.1.3 Steinkohlevergasung

Verfahren zur vollständigen Vergasung von Steinkohle zur Erzeugung von Heiz- und Synthesegas sind seit längerer Zeit bekannt. Folgende Reaktionsgleichungen liegen zugrunde /69/:



Hierbei wurde die Prozeßwärme bisher immer durch eine Teilverbrennung des Rohstoffes aufgebracht. Bei der Verwendung von Kernwärme ist die Einkopplung der He-Wärme problematisch. Ihre technische Betriebsreife bedarf noch intensiver Entwicklungsarbeit, die an verschiedenen Stellen inzwischen in Angriff genommen worden ist (Bergbauforschung, BRD; Bureau of Mines, USA; usw.).

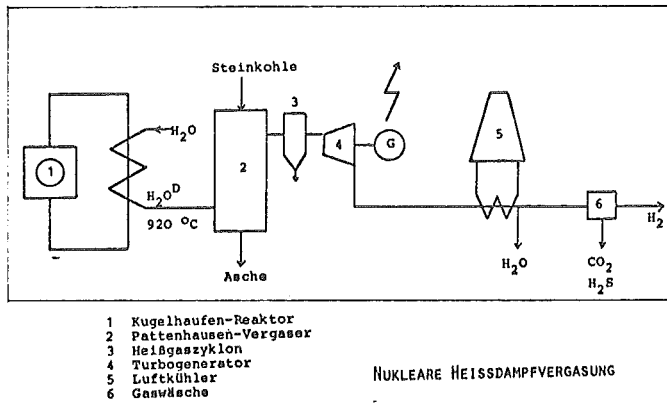


ABB. 41

BILANZ ZUR ERZEUGUNG VON 1 Nm ³ H ₂	
Kohleeinsatz	0,52 kg
C-Einsatz (85,4 %)	0,44 kg C
C-Umsatz (80 %)	0,35 kg C
Dampfbedarf (920 °C)	3,27 kg
Reaktorwärme zur Dampferzeugung	2,78 Mcal
Produktgas, trocken	1,52 Nm ³
davon H ₂	1,0 "
CO ₂	0,47 "
CO	0,05 "
Überschuldampf	2,48 kg
Abwärmenutzung	0,63 Mcal

HEISSDAMPFVERGASUNG VON STEINKOHE
(PATTENHAUSEN-VERGASER)

TAB. 55

H ₂ -Erzeugung	7,43 · 10 ⁹ Nm ³ /a
Steinkohleeinsatz	3,86 · 10 ⁶ t/a
spez. Nettowärmebedarf	2,15 Mcal/Nm ³ H ₂
davon	0,668 Mcal (1000-750 °C)
	1,482 Mcal (750-250 °C)
Kernreaktorleistung	3000 MWth ¹⁾ (1000 °C)
Kohlevergasung	2403 MWth
Stromerzeugung	239 MWe
Anlagekosten Heißdampfvergasung (1.1.73 in Spanien)	
Heliumbeheizter Dampferzeuger (3000 MWth, 1000 °C)	80 Mio DM
Pattenhausenvergaser	60,3 "
Zyklone	6,8 "
Gasreinigungsanlage	100 "
Hilfseinrichtungen	50,9 "
	298,0 Mio DM
Annuität	25 %
Betriebsstunden	8000 h/a
Kosten pro Nm ³ H ₂	
Verarbeitungskosten	1,003 Pfg/Nm ³
0,52 kg Steinkohle 69,- DM/t	3,588 "
0,668 Mcal Reaktorwärme (1000-750 °C)	0,180 "
1,482 Mcal Reaktorwärme (750-250 °C)	1,281 "
	6,05 Pfg/Nm ³ H ₂
1) Entspricht Reaktorleistung bei 2800 MWth (950 °C)	
2) Heizwert des nicht umgesetzten Restkokes nicht bewertet.	

H₂-ERZEUGUNGSKOSTEN BEI STEINKOHEVERGASUNG

TAB. 56

Im Hinblick auf die zukünftige Bedeutung der Steinkohlevergasung bei einer Verknappung von Erdgas und Erdöl soll eine überschlagsweise ermittelte Kostenabschätzung für die Heißdampfvergasung von Steinkohle angegeben werden. Die Heißdampfvergasung ist insbesondere wegen

ihres hohen C-Umsatzes (Tab. 55 /73/) und günstiger Anlagekosten interessant.

Bei dem hier beschriebenen Verfahrensvorschlag wird Dampf einer Temperatur von 920 °C und 39 at in einem Festbettvergaser über die eingesetzte Kohle geleitet. Das entstandene Gas-Dampf-Gemisch wird in einem Zyklon entstaubt, in einer Gegendruckturbine zur Stromerzeugung entspannt und dann abgekühlt. Anschließend wird das Gas getrocknet und einer CO-Konver-

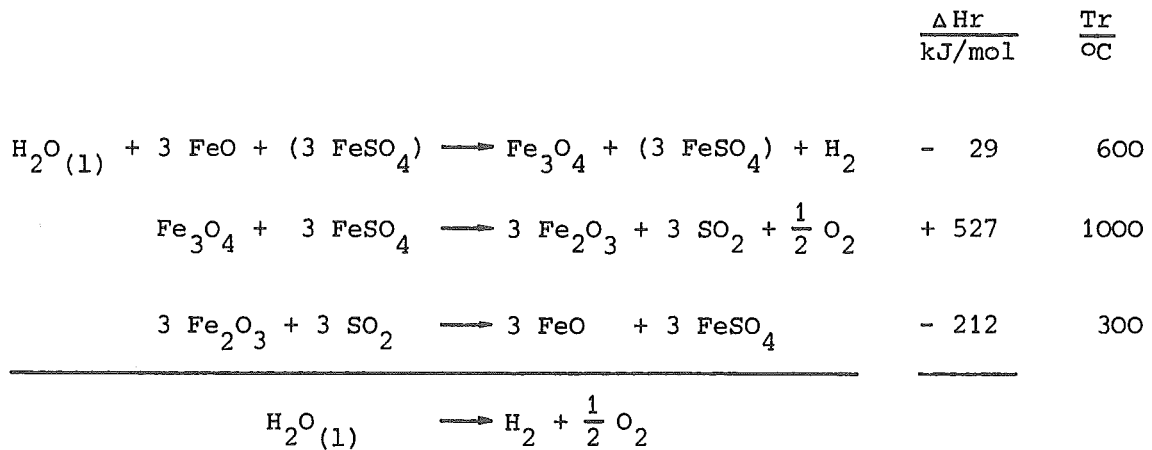
tierung und CO₂- und H₂S-Abscheidung unterzogen. Der benötigte Dampf von 920 °C wird mit HTR-Wärme erzeugt. Die He-Austrittstemperaturen müssen hierzu mindestens 1000 °C betragen.

Die in Tab. 56 angegebenen Abschätzungen der Anlagekosten beruhen auf aktualisierten Angaben des US Bureau of Mines /74/. Aus der Kostenrechnung wird ersichtlich, daß auch bei höheren Anlagekosten zur Heißdampferzeugung die erzielbaren Wasserstoffkosten interessant bleiben.

6.1.4 Wasserspaltung

Seit einigen Jahren wird systematisch nach einem Prozeß zur Zerlegung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff mit Hilfe von nuklearer Wärme gesucht. Da H_2 universell einsetzbar, ohne Verbrennungsrückstände verbrennbar und leicht über Pipeline zu transportieren ist, wäre bei entsprechender Wirtschaftlichkeit ein solcher Prozeß die Lösung vieler Energieprobleme auf lange Sicht.

Ein in letzter Zeit vorgestelltes Modellbeispiel für einen Wasserspaltungsprozeß, der nur preiswerte und bekannte Rohstoffe erfordert, ist durch folgende Reaktionen gekennzeichnet /75/:



Die erforderliche Prozeßwärme einer Temperatur von etwa 800 - 1000 °C kann hierbei durch Hochtemperaturreaktoren bereitgestellt werden. Abb. 42 /75/ zeigt ein für diesen Prozeß mögliches Verfahrensschema bei kontinuierlichem Betrieb mit Hochtemperaturreaktor. Der Gesamtwirkungsgrad könnte oberhalb von 60 % liegen.

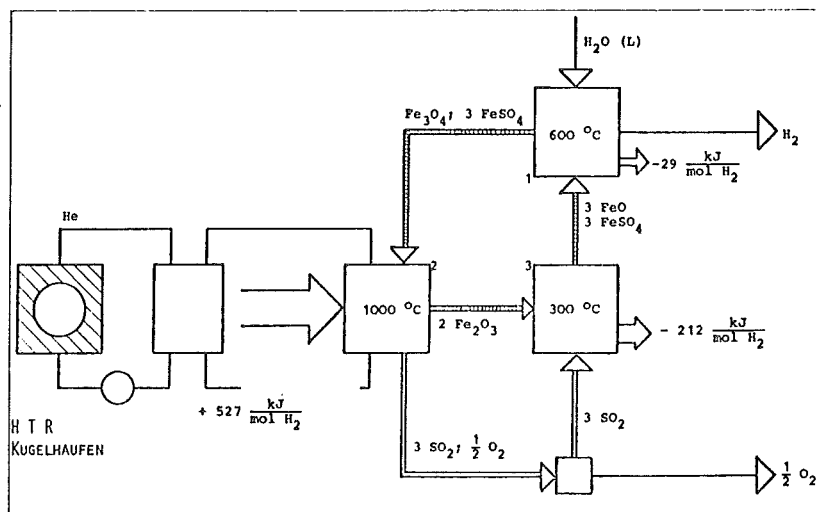


ABB. 42

Eine genauere Kostenabschätzung erscheint beim jetzigen Stand der Entwicklung verfrüht. Die technische Verwirklichung eines geeigneten Prozesses hat jedoch beste Aussichten auf die Erzielung niedriger Wasserstoffkosten.

6.1.5 Kostenvergleich der Verfahren

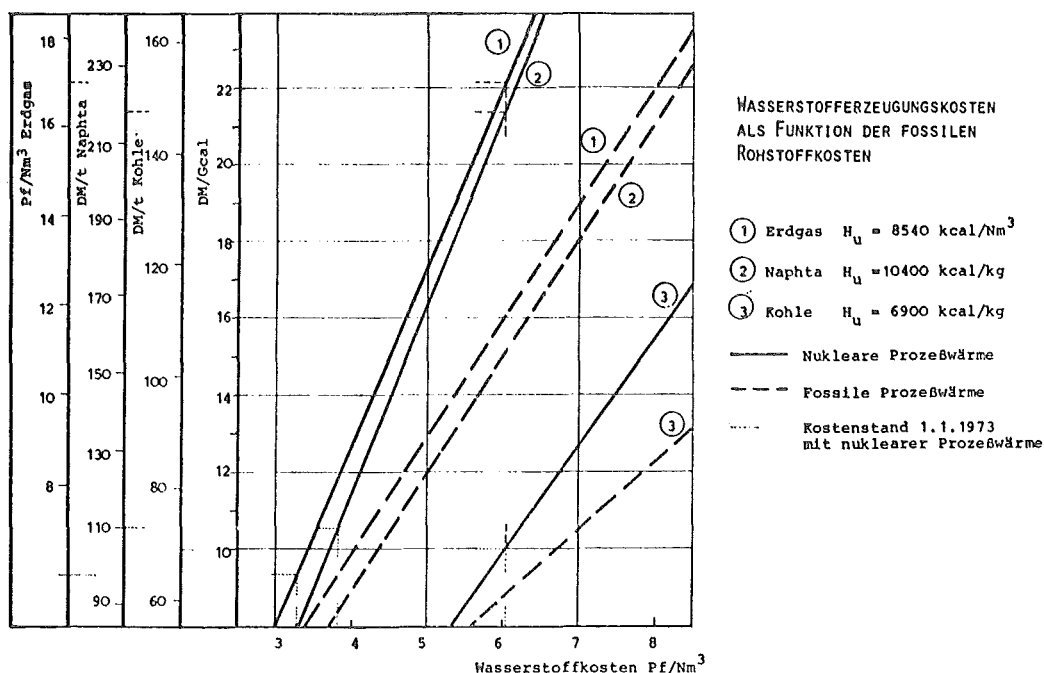


ABB. 43

In Abb. 43 sind die Wasserstofferzeugungskosten als Funktion der fossilen Rohstoffkosten jeweils bei nuklearer und fossiler Prozeßwärmeerzeugung dargestellt. Der Kostenstand für Anfang 1973 ist angegeben. Um Kostengleichheit mit dem aus Kohle gewonnenen Wasserstoff zu erreichen, müßte der Erdgaspreis auf 19 Pfg/ $\text{Nm}^3 \text{CH}_4$ und der Naphtapreis auf 220 DM/t ansteigen. Da nach den jüngsten Rohölpreissteigerungen mit einer Verdopplung der Naphtapreise (ohne Steuer) zu rechnen ist, wird die Spaltung von Naphta zunehmend konkurrenzunfähiger.

Ansichts der mit Sicherheit zu erwartenden Verknappung von Erdgas wird auch bei wesentlich höheren Kosten die Vergasung von Steinkohle zur Sicherstellung der H_2 -Versorgung wirtschaftlich sinnvoll sein.

6.2 Rohstoffbasis zur Wasserstofferzeugung

6.2.1 Erdgasversorgung

Da Spanien kaum über eigene Vorräte verfügt, kommen als Versorgungsmöglichkeiten der Bezug von Erdgas über Pipeline aus Algerien oder von LNG aus verschiedenen Ländern in Betracht. Die Kosten für LNG-Importe und Pipelinegas sollen in einer kurzen Analyse miteinander verglichen werden.

6.2.1.1 Algerisches Erdgas - Vorräte und Lieferverträge

Die Weltvorkommen an Erdgas belaufen sich auf 50.450 Mrd Nm³ (1971), davon lagern in Nord-Afrika 4.700 Mrd, und hiervon entfallen 3.700 Mrd Nm³ allein auf Algerien. Das heißt: Algerien (Hassi' Ir Mel) verfügt über 7,3 % der Weltvorkommen an Erdgas.

Tab. 57 /76/ gibt die bisher mit Algerien abgeschlossenen LNG-Lieferverträge mit Stand Ende 1972 an. Die ersten Lieferungen nach England wurden schon 1964 aufgenommen.

Vertrag mit	Beginn Lieferungen	Laufzeit Jahre	Lieferung Mrd m ³ /a	Erweiterungsmöglichkeit
Frankreich	1965	15	0,517	-
"	1972	15	3,619	1,0
Frankreich, Belgien, BRD	1977/78	20	10,0	3,0
Spanien	1974	20	1,2	-
Großbritannien	1964	15	1,03	-
USA	1971	15	0,43	-
"	1975	20	10,34	-
"	1975	25	1,27	-
"	1976		2,58	-
BRD, Niederlande	1979	20	10,0-12,0	-
GESAMTLIEFERUNGEN			42,99	

ERDGASIMPORTVERTRÄGE MIT ALGERIEN

TAB. 57

Ab 1980 kann die Erdgasförderleistung auf maximal 100 Mrd Nm³/a gesteigert werden. Davon sind bisher 43 Mrd Nm³/a unter Vertrag, d.h. über 50 Mrd Nm³/a stehen noch zu freier Verfügung /75/.

Jahr	Standort	Eigentümer	Kapazität m ³ /a	Verflüssigungseinheiten
1970	Arzew	Camel	2 Mrd.	2
1973	Shida	Somalgas	4,5 "	3 (1 gepl.)
Vorbereitung	Arzew	Sonatrach	15-20 "	6

TAB. 58 ERDGASVERFLÜSSIGUNGSANLAGEN IN ALGERIEN

6.2.1.2 LNG-Verarbeitungs- und -Transportkosten

Tab. 59 gibt die Kostenstruktur für verflüssigtes Erdgas an. Die von KAHN und GARBER /77/ angegebenen Werte wurden mit dem Faktor 1,07 auf den 1.1.73

aktualisiert. Die Transport- und Verarbeitungskosten betragen demnach 6,31 DM/Gcal.

Algerisches Erdgas: $H_u = 8540 \text{ kcal/Nm}^3$; 83 % CH_4		
Verflüssigungskosten	3,90 Pfg/Nm ³	4,57 DM/Gcal
LNG-Tankertransport		
Arzew - Barcelona	0,90 "	1,05 "
Wiedervergasungskosten	0,59	0,69 "
Transport und Verarbeitung	5,39 Pfg/Nm ³	6,31 DM/Gcal
Einstandpreis für Erdgas	5,11 "	5,98 "
LNG-Kosten	10,50 Pfg/Nm ³	12,30 DM/Gcal

6.2.1.3 Pipeline-Transportkosten für algerisches Erdgas

TAB. 59 KOSTEN FÜR LNG AUS ALGERIEN
Umrechnungskurs: 1 US \$ = 3,15 DM
Kostenstand: 1.1.1973

Angesichts der gewaltigen Erdgasreserven und der geographisch bedingten Nähe zu Algerien stellt sich die Frage, ob der Bau einer Pipeline zur Belieferung Spaniens mit Erdgas nicht wirtschaftlicher als der LNG-Import ist. Ausschlaggebend für die Durchführung eines solchen Projektes ist, abgesehen von politischen Faktoren, das Abnahmepotential und die vorhandene Infrastruktur zur Gasverteilung in Spanien.

Für die Trassenführung kommen zwei Möglichkeiten in Betracht:

- Durchquerung des Mittelmeers westlich von Gibraltar: Seestrecke 10 km;
- Verlegung einer Sealine von Mostanagem (Algerien) nach Cartagena (Spanien): Seestrecke 200 km.

Da Seelines mehr als das achtfache normaler Pipelines kosten /78/ und zudem noch technische Probleme bei Tiefverlegungen zu lösen sind, soll hier die erste Variante Berücksichtigung finden.

Der Transportkostenrechnung soll eine Pipelinelänge von 2000 km zugrunde gelegt werden, da dies der durchschnittlichen Entfernung der spanischen Ballungszentren bis Arzew (Algerien) entspricht.

Zur Ermittlung der erforderlichen Anzahl an Kompressorstationen wurde für verschiedene Rohrdurchmesser und Massendurchsätze über den Druckverlust für kompressible, turbulente Stoffströme mit folgender Formel gerechnet:

$$L = \frac{(P_1^2 - P_2^2) (100 \text{ d})^5 \cdot 273}{13,19 \cdot 293 \cdot \lambda \cdot V_0^2 \cdot \gamma_0 \cdot k} \quad /79/$$

Länge der Leitung	L KM
Anfangsdruck	$P_1 = 68,5 \text{ at}$
Enddruck	$P_2 = 42,8 \text{ at}$
Fortleitungstemperatur	$T = 293 \text{ OK}$
Massendurchfluß	$V_0 \text{ Nm}^3/\text{h}$
Rohrdurchmesser	d m
spezifisches Gewicht	$\rho_0 = 0,77 \text{ kp/Nm}^3$
dynamische Viskosität	$\eta = 1,12 \cdot 10^{-6} \text{ kps/m}^2 (20^\circ\text{C}, 1 \text{at})$
Kompressibilität	$K = 0,875$
Rohrreibungszahl	λ
Rauigkeitsbeiwert	$k = 0,2$
kinematische Viskosität	$\nu = \frac{\eta}{\rho}$
Reynoldszahl	$Re = \frac{V \cdot d}{\nu}$

Die Rohrreibungszahl λ ist eine Funktion der Reynoldszahl Re und der relativen Rauigkeit k/d . Bei rauhen, großen Rohren und hohen Re -Zahlen kann die Abhängigkeit von Re vernachlässigt werden. Die Rohrreibungszahl λ wurde entsprechend der ermittelten Re -Zahl und der relativen Rauigkeit Tabellendarstellungen entnommen /79/.

Druckverhältnis	1 : 1,6	42 : 67,5 atü
Kompressorkosten	0,028	PSh/Nm ³ Erdgas
	1.300,-	DM/PS
Annuität	10 %	
Variable Kosten	0,028	Pfg/Nm ³

TURBO-KOMPRESSOREN

INVESTITIONSKOSTEN

TAB. 60

Der Kostenrechnung liegen die in Tab. 60 /80/ und Tab. 61 /81/ zusammengestellten Investitionskosten für Rohrleitungen und Kompressoren zugrunde, die jeweils auf den Angaben einschlägiger Firmen beruhen (Kostenstand 1.1.73).

Investitionskosten DM/KM	Rohrinnweite in Zoll			
	36"	40"	42"	48"
Lieferung der:				
- Rohre ¹⁾	270.000	335.000	385.000	480.000
- Armaturen	3.200	4.500	5.900	6.700
- Fernwirkkabel	10.000	10.000	10.000	10.000
Verlegung:				
- Tiefbau	105.000	120.000	135.000	165.000
- Rohre	165.000	195.000	220.000	265.000
Trassenkosten ²⁾	100.000	100.000	100.000	100.000
Kathodenschutz ³⁾	3.000	3.000	3.000	3.000
Fernwirkanlage	2.000	2.000	2.000	2.000
Engineering ⁴⁾	20.000	20.000	20.000	20.000
GESAMTINVESTITION	678.200	789.500	880.900	1.051.700

1) Druckstufe ASA 400 (a 65 at bei 15 °C);

2) von den Grundstückverhältnissen beeinflussbar;

3) stark abhängig von den Bodenverhältnissen;

4) Engineering umfasst: Planung, Vermessung, Bauleitung, kaufmännische Bearbeitung.

PIPELINE - INVESTITIONSKOSTEN

TAB. 61

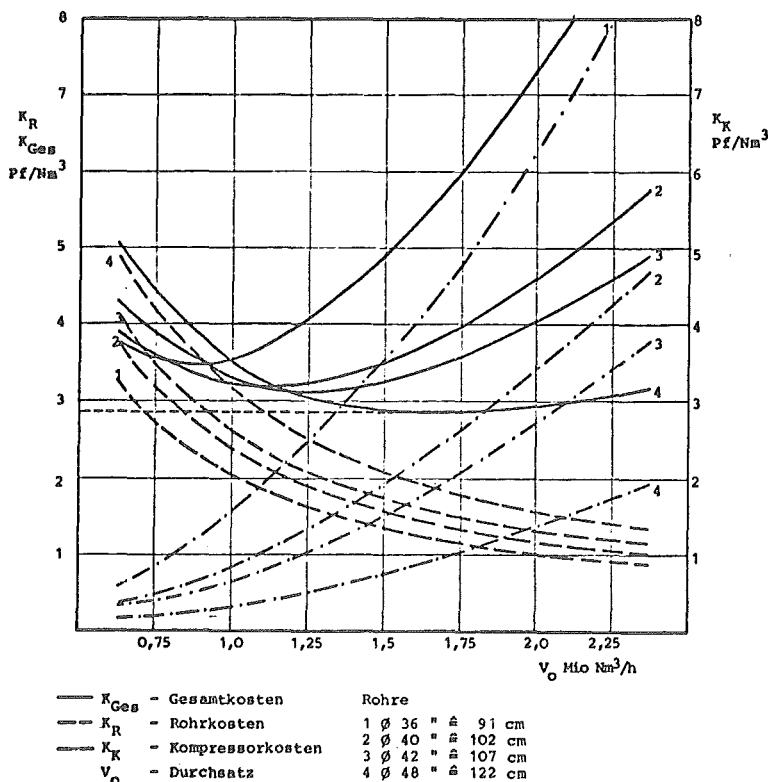


ABB. 44 TRANSPORTKOSTENOPTIMIERUNG FÜR ERDGAS - 2000 KM PIPELINE

Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Abb. 44 anschaulich wiedergegeben. Aus der Darstellung können für unterschiedliche Rohrinnweiten und Mengendurchsätze die Transportkosten, die sich aus Kompressor- und Rohrleitungskosten zusammensetzen, abgelesen werden. So betragen die Transportkosten pro Nm³ bei einem Bezug von 20 Mrd Nm³/a und einer Rohrinnweite von 48" weniger als 3 Pfg/Nm³. Dies bedeutet, daß gegenüber LNG eine Verbilligung von mindestens 2 - 3 Pfg/Nm³ Erdgas zu erwarten wäre.

6.2.2 Erdöl und Steinkohle

Ein Ansteigen der Rohölpreise (siehe Tab. 62 /67/) auf 200,- DM/t bewirkt bei Naphta eine Preiserhöhung auf annähernd 270,- DM/t. Aufgrund der vorausgegangenen Untersuchungen ist somit anzunehmen, daß in Zukunft Naphta zur großtechnischen Erzeugung von Wasserstoff nicht mehr zum Einsatz kommen wird, da der H_2 -Preis oberhalb von 7 Pfg/Nm³ liegen würde.

Bei der Versorgung mit Steinkohle hingegen ist, abgesehen von einem leichten Nachziehen des Preisniveaus, vorläufig nur mit den Verteuerungen aufgrund von Lohnkostensteigerungen zu rechnen. Der Bezug von preisgünstiger Weltmarkt-Steinkohle aus Ländern wie USA, Südafrika, Australien, Polen etc. scheint langfristig gesichert zu sein.

Ausgehend von der fossilen Rohstoffbasis werden für die weiteren Berechnungen im Verlaufe dieser Arbeit alternativ zwei Versorgungsmöglichkeiten für die Wasserstoffherzeugung zugrunde gelegt:

STRATEGIE 1: H_2 -Erzeugung durch Methanspaltung

STRATEGIE 2: H_2 -Erzeugung durch Steinkohlenvergasung

<u>ROHÖL</u>		
Posted Price:		US \$/Barrel
Abkommen von Genf	20. 1.72	2,48
	1. 1.73	2,59
	1. 1.74	2,71
Beginn der Ölkrise	16.10.73	5,119
OPEC-Konferenz in Teheran am 22.12.1973	1. 1.74	11,6
Durchschnittlicher Grenzübergangswert		
Europäische Ölhäfen	1.10.71	72,00 DM/t
	16.10.73	131,00 "
	1. 1.74	200,00 "
<u>STEINKOHLE</u>		
Grenzübergangswert Europa: 1.11.71		
USA	6.900 kcal/kg	60,10 DM/t
Australien	6.400 "	54,30 "
UdSSR	6.300 "	40,60 "

ROHÖL- UND STEINKOHLEPREISE

TAB. 62

7 EINSATZ DES HOCHTEMPERATURREAKTORS IN DER SPANISCHEN ENERGIEWIRTSCHAFT

In Kap. 1.1 wurden die für diese Arbeit abgegrenzten Einsatzbereiche der nuklearen Wärme schematisch angegeben. Der nun folgenden Ermittlung des Einsatzpotentials für Hochtemperaturreaktoren liegen die Prognosen von Kap. 2 und 3 zugrunde. Dabei wird stets so vorgegangen, als ob die Umstellung auf ein neues Verfahren bzw. auf die Nutzung nuklearer Wärme (Inbetriebnahme der Anlagen ab 1985) vollständig vollzogen würde. Der Anteil der vor 1985 bestehenden Anlagen wird entsprechend ihrer Lebensdauer berücksichtigt. Das heißt, die angegebenen Einsatzpotentiale sind zugleich die maximal möglichen.

Weiterhin wird angenommen, daß durch die Vorzüge des HTR (Kugelhaufen) gegenüber anderen Konzepten wie

- breiteres Anwendungsspektrum durch höhere Temperaturen,
- bessere Regelbarkeit und Teillastverhalten,
- Wirtschaftlichkeit auch bei kleineren Leistungseinheiten,
- inhärente Sicherheit (kein Coreschmelzen möglich, da negativer Temperaturgradient),
- preiswerte unterirdische Bauweise etc.

die Agglomerationstendenzen in der chemischen Industrie verstärkt werden und so den Einsatz der Kernenergie in Industriekraftwerken erst ermöglichen.

7.1 Industrielle Verbrauchssektoren

7.1.1 Petrochemie

Die auch in Zukunft zu erwartenden hohen Zuwachsraten, die heute schon üblichen Anlagegrößen (Äthylen 400.000 t/a) und der hohe spezifische Energieverbrauch lassen die petrochemische Industrie für den Einsatz von Kernkraftwerken als besonders geeignet erscheinen.

Eine überragende Bedeutung hat die Verarbeitung von Naphta als Ausgangsstoff für die verschiedensten Kunststoffe. Bei den heute üblichen Verfahren wird Naphta unter Zusatz von Wasserdampf bei 800 °C in Röhrenspaltöfen gecrackt.

Je nach Verweilzeit, Spaltendtemperatur und Siedende erhält man eine unterschiedliche Produktausbeute, die im wesentlichen aus

- Äthylen,
- Propylen,
- C₄-Fraktion,
- Pyrolysebenzin,
- CH₄/H₂ und
- Rückstand

besteht. Der endotherme Reaktionsablauf erfordert zur Naphtaspaltung 850 Mcal/t Naphta auf einem Temperaturniveau von 950 - 750 °C, die über einen heliumbeheizten Röhrenspaltöfen in Form von Kernwärme zur Verfügung gestellt werden können /82/.

<u>Rohstoffbasis:</u>		<u>Naphta 2,2 Mio t/a</u>	
a Äthylendurchsatz von		617.000 t/a	
<u>Hauptprodukte</u>		10 ³ t/a	
Essigsäure	72	LD-Polyäthylen	136
Propylen	113	HD-Polyäthylen	134
Isopropanol	46	Polyesterharze	32
Butadien	188	Melaminharze	11,5
Isobutylen	66	Phenolharze	21
Isopren	186	Aceton	16
Toluol	57	Polyesterfasern	46
Paraffine	233	Äthylenglykol	22
n-Butylen	66	Nylon 66	11
PVC	194	Nylon 6	18
Polypropylen	25	Polyacrylnitril	27
Perchloräthylen	22	Epoxydharze	11
Polystyrol	87	Polyurethane	9
<u>Energiebedarf</u>			
Hochdruckdampf (HD) (20 at, 320 °C)		2,92·10 ⁶ t/a	
Niederdruckdampf (ND) (5 at, 200 °C)		5,92·10 ⁶ t/a	
Hochtemperaturige Wärme (950 °C)		1,85·10 ⁶ Gcal/a	
Elektrische Energie		1,53·10 ⁹ kWh/a	

PETROCHEMISCHER INDUSTRIEKOMPLEX MIT H T R

TAB. 63

Die Weiterverarbeitung der so gewonnenen Produkte ist mit einem hohen Dampfverbrauch verbunden. Tab. 63 zeigt eine mögliche Kombination für einen petrochemischen Industriekomplex bei einem Jahresdurchsatz von 2,2 Mio t Naphta. Angegeben ist das Spektrum der Hauptprodukte, ihr jeweiliger Ausstoß in t/a und die erforderlichen Energiemengen. Die Übersicht wurde nach Angaben von /82/ zusammengestellt. Näheres über die Herstellung petrochemischer Grundprodukte und deren Energiebedarf kann /68,69,70,82/ entnommen werden.

Unter Zugrundelegung dieses petrochemischen Komplexes ergeben sich entsprechend des Naphtabedarfes von 1985 - 2000 die in Tab. 64 aufgeführten Wärme- und Dampfverbräuche.

Bei der Ermittlung der erforderlichen Industriekraftwerksleistung fand nur der Dampfbedarf Berücksichtigung, da eine zusätzliche Stromnachfrage oder ein Stromerzeugungsüberschuß - wie in der Praxis üblich - über das öffent-

	Dimension	1985	1990	1995	2000
Naphtabedarf	10 ⁶ t/a	7,8	13,1	19,5	28,7
Petrochemische Komplexe mit HTR ¹⁾ (bezogen auf Naphta-Durchsatz)	10 ⁶ t/a	6,0	13,1	19,5	28,7
Äthylendurchsatz	10 ⁶ t/a	1,7	3,5	5,5	8,1
Prozeßdampfbedarf ²⁾	Mio t/a	31,4	52,7	78,4	115,4
davon: HD-Dampf ³⁾	Mio t/a	10,4	17,4	25,9	38,2
ND-Dampf ⁴⁾	Mio t/a	21,0	35,2	52,5	77,2
bewertet: HD-Dampf ⁵⁾	10 ³ MWth	0,68	1,15	1,71	2,52
ND-Dampf ⁶⁾	10 ³ MWth	0,99	1,67	2,48	3,65
HTR-Industriekraftwerksleistung bei 8000 h/a ⁷⁾	10 ³ MWth	3,75	6,29	9,37	13,79
hochtemperaturige Prozeßwärme	10 ⁶ Gcal/a	6,6	11,1	16,5	24,3
HTR-Leistung (950-750 °C)	10 ³ MWth	0,96	1,61	2,40	3,53

- 1) Lebensdauer petrochemischer Anlagen: 10 Jahre
2) Naphta- und Dampfverwärmung für Röhrenspaltöfen eingerechnet.
3) 1,33 t HD-Dampf/t Naphta
4) 2,69 t ND-Dampf/t Naphta
5) 1 t HD-Dampf @ 195 kWh
6) 1 t ND-Dampf @ 140 kWh
7) 1 MWth-Reaktorleistung liefert 1,046 t/a Prozeßdampf /66/.

PROZESSWÄRMEPOTENTIAL DES H T R PETROCHEMISCHER KOMPLEX

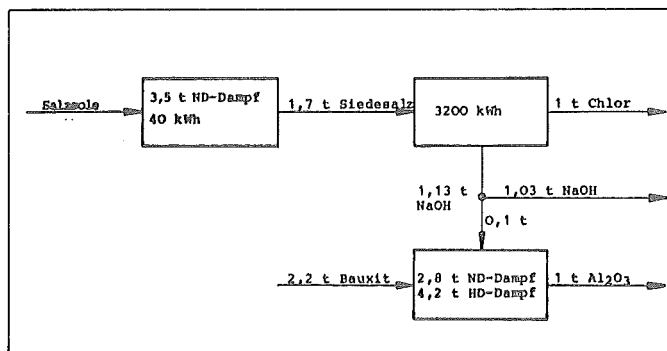
TAB. 64

Das HTR-Einsatzpotential im Leistungsintervall $750 \leq T \leq 950$ °C wird aus Gründen, die später erläutert werden, gesondert betrachtet.

7.1.2 Anorganische Chemie

Aus den zahlreichen Möglichkeiten im Bereich der anorganischen Chemie Prozeßdampf zu verwenden, sei eine Kombination herausgegriffen, die den Einsatz von Kernkraftwerken im Hinblick auf die hohen Prozeßdampfabgabemengen erlaubt.

Die Herstellungsverfahren von Chlor und Aluminium sind beide durch einen hohen Verbrauch an Prozeßdampf gekennzeichnet. Eine Kopplung der Produktions-



ANORGANISCHER CHEMIEKOMPLEX

ABB. 45

liche Netz ausgeglichen wird. Die Bewertung des Dampfes geschieht mit Hilfe der Entspannungs-kennlinie im Enthalpiedia-gramm:

$$N_{el} = \dot{m} (i_1 - i_2) \eta_m \cdot \eta_{el},$$

wobei der Wert des Dampfes der Menge an kWh entspricht, die dieser Dampf bei weiterer Expansion in der Turbine bis auf Kondensatordruck erzeugen könnte.

prozesse ist angesichts der bei der Chlorproduktion anfallenden und bei der Tonerdegewinnung benötigten Natronlauge (NaOH) sinnvoll.

Abb. 45 zeigt schematisch die spezifischen Mengendurchsätze und den Energiebedarf einer gekoppelten anorganischen Chemie-

	Dimension	1985	1990	1995	2000
Chlorbedarf	10 ⁶ t/a	0,83	1,22	1,79	2,40
Aluminiumbedarf	10 ⁶ t/a	0,88	1,42	2,09	3,07
Al ₂ O ₃ -Bedarf	10 ⁶ t/a	1,68	2,68	3,94	5,80
Prozeßdampfbedarf	10 ⁶ t/a	16,61	26,04	38,25	54,85
davon: ND-Dampf Salzsole	10 ⁶ t/a	4,93	7,25	10,65	14,25
ND-Dampf Al ₂ O ₃	10 ⁶ t/a	4,67	7,52	11,04	16,23
HD-Dampf Al ₂ O ₃	10 ⁶ t/a	7,01	11,27	16,56	24,35
bewertet: ND-Dampf ¹⁾	10 ³ MWth	0,22	0,34	0,50	0,67
HD-Dampf ²⁾	10 ³ MWth	0,46	0,74	1,09	1,60
HTR-Industriekraftwerksleistung 6000 h/a	10 ³ MWth	1,99	3,11	4,57	6,55

1) ND-Dampf 5 at, 200 °C
2) HD-Dampf 20 at, 320 °C

PROZESSWÄRMEPOTENTIAL DES H T R ANORGANISCHER CHEMIEKOMPLEX

TAB. 65

anlage zur Gewinnung von Chlor und Tonerde.

In Tab. 65 sind mit Hilfe der prognostizierten Verbräuche für Chlor und Aluminium die Mindestleistungen für HTR-Industriekraftwerke zur Bereitstellung der erforderlichen Prozeßdampf-mengen ermittelt worden. Mit 6,55 GWth im Jahre 2000 ist dieser Anwendungsfall für die Kernenergie mit Sicherheit von Interesse.

7.1.3 Meerwasserentsalzung

Großanlagen zur Meerwasserentsalzung werden heute ausschließlich in Form von Zwei-Zweck-Anlagen zur Erzeugung der Koppelprodukte Strom und Dampf betrieben. Nach dem derzeitigen Stand der Technik ist das Verfahren der mehrstufigen Entspannungsverdampfung das bisher wirtschaftlichste. Die maximale Baugröße einer Entsalzungseinheit beträgt heute etwa 10.000 m³/Tag. Bis 1980 ist mit Kapazitäten von 40.000 m³/Tag zu rechnen /50/. Durch Parallelschalten mehrerer Entsalzungsstränge lassen sich praktisch beliebige Gesamtdurchsätze erzielen.

	Dimension	1985	1990	1995	2000
Wasserbedarf	m ³ /a	41,2	54,1	69,6	85,5
Prozeßdampfbedarf ¹⁾ (ND)	10 ⁶ t/a	144,4	189,6	243,9	270,0
Strombedarf	10 ⁹ kWh	2,73	3,58	4,61	5,66
ND-Dampf bewertet ²⁾	10 ³ MWth	5,42	7,11	9,15	10,13
Leistung Stromerzeugung	10 ³ MWth	0,34	0,45	0,58	0,71
Erforderliche HTR-Kraftwerksleistung	10 ³ MWth	17,26	22,66	29,15	32,27

1) Meerwasserentsalzanlage:
Kapazität: 400.000 m³/Tag
Dampfbedarf: 0,111 t/m³ Wasser; ND-Dampf (2,2 at, 140 °C)
Strombedarf: 2,1 kWh/m³ Wasser

2) 1 t ND-Dampf (2,2 at, 140 °C) erzeugt 117 kWh

PROZESSWÄRMEPOTENTIAL DES H T R MEERWASSERENTZALZUNG

Bei Kopplung einer MWE-Anlage mit einem Kernkraftwerk kann dieses mit einer Sattdampf-Ge-gendruckturbinen ausgestattet werden, so daß der gesamte Abdampf (Zustand: 2,2 at, 140 °C) für die Entsalzung verwendet werden kann, womit sich ein hoher Gesamtwirkungsgrad ergibt.

TAB. 66

Entsalzungseinheiten von 40.000 m³/Tag haben einen spezifischen Dampfverbrauch von 0,111 t/m³ entsalztes Wasser /50/. Das heißt, mit einem 500 MWth HTR könnte eine MWE-Anlage mit einer Kapazität von 113.000 m³/t betrieben werden. Für das Verhältnis Prozeßdampfabgabe/Stromerzeugung ist letztlich die Bedarfsstruktur entscheidend.

In Tab. 66 ist für die vorgegebene Wasserbedarfsdeckung (siehe Kap. 2.3.3) durch Entsalzung die erforderliche HTR-Kraftwerksleistung ermittelt.

Das HTR-Potential zur Meerwasserentsalzung wird bei der Analyse der Auswirkungen auf die Energiewirtschaft gesondert berücksichtigt, da der Bedarf an Wasser für landwirtschaftliche Zwecke von zu vielen externen Faktoren abhängig ist.

7.1.4 Wasserstoff- bzw. Synthesegasverbraucher

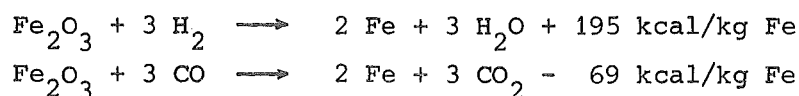
Das Abnahmepotential der Wasserstoffverbraucher ist insgesamt sehr bedeutend. Ein wichtiger Gesichtspunkt bei der Nutzung der nuklearen Wärme zur Wasserstoffherzeugung ist das Problem der Reservehaltung. Als sinnvolle Möglichkeit bietet sich hier der Bau einer H₂-Pipeline bzw. H₂-Ringleitung zur Versorgung der Großabnehmer und zum Ausgleich der Nachfrageschwankungen mit entsprechenden Speichern an. Wasserstoffleitungen sind, wie der langjährige Betrieb (30 Jahre) der H₂-Pipeline im Ruhrgebiet zeigt, unproblematisch. Ohne auf weitere Einzelheiten einzugehen, wird bei den betrachteten Verbrauchern die Versorgung aus einem H₂-Netz und nicht die direkte Kopplung mit einem HTR vorausgesetzt.

7.1.4.1 Eisen- und Stahlindustrie

Anlagen zur Direktreduktion von Eisenerzen sind seit längerer Zeit in mehreren Ländern in Betrieb. Voraussetzung für eine wirtschaftliche Stahlproduktion auf Basis der Eisendirektreduktion sind niedrige Kosten für das benötigte Reduktionsgas und günstige Strompreise. Im Hinblick auf die steigenden

Kokspreise und die Möglichkeit zur Herstellung billigen Wasserstoffs mit HTR-Wärme ist mit einem verstärkten Einsatz des Direktreduktionsverfahrens zur Stahlherstellung zu rechnen.

Für die Reduktion von Eisenerz (Fe_2O_3) mit Synthesegas ($\text{CO} + \text{H}_2$) bieten sich mehrere Verfahren und verschiedene Synthesegaszusammensetzungen an. Zugrunde liegen folgende Reaktionen:



Die wichtigsten, bisher zum Teil auch großtechnisch erprobten Verfahren sind u.a.:

- Krupp-Eisenschwamm
- SL/RN
- HYL
- Armco
- Purofer
- Midrex

Ausführliche Verfahrensbeschreibungen hierzu siehe /65,71,83,84/.

	Dimension	1985	1990	1995	2000
Stahlbedarf	10^6 t/a	25,0	34,2	44,2	57,1
Roheisen/Rohstahl		0,73	0,70	0,68	0,65
Roheisenbedarf	10^6 t/a	18,3	23,9	30,1	37,1
Bei Umstellung auf Direktreduktion ¹⁾					
Zubau neuer Anlagen	10^6 jato	4,8	5,7	6,1	7,1
Ersatz alter Anlagen	10^6 jato	4,5	1,9	3,3	3,8
Maximale Eisenschwammkapazität ²⁾	10^6 jato	9,3	16,8	26,2	37,1
H ₂ -Bedarf ³⁾	10^9 Nm ³ /a	7,63	13,88	21,65	30,62
Zusätzliche HTR-Leistung 8000 h/a zur Stromerzeugung	10^3 MWth	3,54	4,84	6,26	8,08
Ersetzte fossile Rohstoffe:					
Steinkohle	10^6 t	7,2	11,8	18,3	22,5
Heizöl	10^6 t	1,3	1,7	2,1	2,6

1) Amortisationsdauer Hochofen-Anlagen: 20 Jahre

2) bezogen auf Fe-Gehalt

3) 750 Nm³H₂/t Eisenschwamm, 1,1 t ES/t Rohstahl, 825 Nm³H₂/t Rohstahl /71/

4) Eisenschwammherstellung
Elektroschmelzofen 100 kWh/t ES
Hochofenverfahren 525 kWh/t Rohstahl /65/
150 kWh/t Roheisen

Bei der vorliegenden Abschätzung (siehe Tab. 67) wurde die Verwendung von reinem Wasserstoff (98 %) als Reduktionsgas zugrunde gelegt. Eine Mischung von CO und H₂ ist zwar im Hinblick auf einen ausgeglichenen Wärmehaushalt günstiger, von der Reaktionskinetik her ist die Verwendung von H₂ jedoch zweckmäßig /69/.

Die erforderliche HTR-Leistung zur Wasserstoffherzeugung wird für alle H₂-Verbraucher gemeinsam ermittelt.

WASSERSTOFF- UND STROMBEDARF DER EISEN- UND STAHL-
INDUSTRIE BEI UMSTELLUNG AUF DAS DIREKT-
REDUKTIONSVERFAHREN

TAB. 67

7.1.4.2 Ammoniaksynthese

Ein weiterer Großverbraucher für Wasserstoff ist die Ammoniaksynthese:



Das Synthesegas hat eine Zusammensetzung von 75 % H_2 und 25 % N_2 . Es muß praktisch frei von Beimengungen anderer Gase wie CO , CO_2 oder CH_4 sein. Zur Herstellung von Ammoniak sind etwa 2000 $\text{Nm}^3 \text{H}_2/\text{t NH}_3$ erforderlich /68/. Für die Bereitstellung des Stickstoffs durch Luftverflüssigung und die Kompression der Synthesegase auf 300 - 400 at sind 800 kWh/t NH_3 aufzubringen.

	Dimension	1985	1990	1995	2000
Ammoniakbedarf	10^3 t/a	1.877	2.395	2.915	3.546
Anlagenkapazität mit H_2 -Fremdbezug	10^3 jato	980	2.395	2.915	3.546
Wasserstoffbedarf	$10^9 \text{ Nm}^3/\text{a}$	1,96	4,79	5,83	7,09

1) Lebensdauer der Anlagen 10 Jahre
2) spez. Wasserstoffbedarf 2000 $\text{Nm}^3 \text{H}_2/\text{t NH}_3$

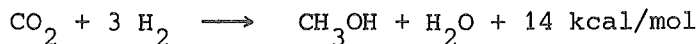
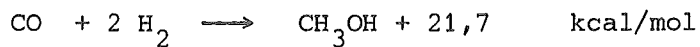
WASSERSTOFFBEDARF DER AMMONIAKSYNTHESE

TAB. 68

Der Wasserstoffbedarf wird bei heute üblichen Anlagen vorwiegend durch Methanspaltung, partielle Oxydation von Heizöl S und dem H_2 -Überschuß der katalytischen Reformier in Raffinerien gedeckt.

7.1.4.3 Methanolsynthese

Aus dem bei der Methanspaltung oder Kohlevergasung gewonnenen Rohgas läßt sich nach vorhergehender Aufbereitung nach folgenden exothermen Reaktionen /69/:



Methanol gewinnen. Das Gasgemisch hat die Zusammensetzung /68/:

CO	32	%
H_2	66	%
CH_4	0,2	%
CO_2	0,5	%
N_2	1,7	%

Die Reaktionswärme wird über die Erzeugung von Dampf zur Synthesegaskompri-
mierung (40 at) und zur Gasreinigung genutzt.

Neben dem Einsatz für chemische Zwecke kann CH_3OH als Kraft- und Brennstoff
verwendet werden. Es hat dabei den Vorzug größter Umweltfreundlichkeit, denn
es verbrennt größtenteils nur zu H_2O und CO_2 . Versuche haben gezeigt, daß durch
einen Zusatz von 20 Vol.-% zum bleifreien Grundbenzin die gleiche Klopffestig-
keit wie bei den heute üblichen verbleiten Benzin erreicht werden kann /85/.
Eine Umstellung der Otto-Motoren auf diese Betriebsweise ist ohne große
Unkosten möglich (Mischungsverhältnis Luft: Kraftstoff im Vergaser ist leicht
verschieden).

	Dimension	1985	1990	1995	2000
Fuhrbenzinbedarf	10^6 t/a	11,8	12,98	13,46	13,94
Methanolbedarf:					
Treibstoffzusatz ¹⁾	10^6 t/a	2,36	2,60	2,69	2,79
Chemische Zwecke	10^6 t/a	0,38	0,62	0,91	1,33
Methanolbedarf	10^6 t/a	2,74	3,21	3,60	4,12
Synthesegasbedarf ²⁾	10^9 Nm ³ /a	6,31	7,39	8,28	9,48
bezogen auf H_2 ³⁾	10^9 Nm ³ /a	4,16	4,88	5,46	6,26

1) 20 % Zusatz CH_3OH zum bleifreien Grundbenzin in Vol.-%

2) Synthesegasbedarf 2300 Nm³/t CH_3OH

3) H_2 -Anteil 66 %

TAB. 69 WASSERSTOFFBEDARF DER METHANOLSYNTHESE

Grundsätzlich ist auch die Verwen-
dung von reinem Methanol für Moto-
ren ohne große Schwierigkeiten
verbunden (Tankvolumen). Ledig-
lich die bisher höheren Erzeugungs-
kosten stehen einem erhöhten Ein-
satz von CH_3OH als Kraft- und
Brennstoff entgegen. Bei einer
weiteren Erhöhung der Rohölpreise

ist diese Alternative gegenüber der Gewinnung von Benzin aus Kohle nochmalig
zu überprüfen.

In der vorliegenden Arbeit wird eine Beimischung von 20 Vol.-% angesetzt. Dies
wird insbesondere aus Gründen der Luftreinhaltung in Ballungsgebieten für ver-
tretbar gehalten.

7.1.4.4 Mineralölindustrie

Der Wasserstoffbedarf einer Raffinerie ist von ihrer Struktur abhängig. Nach
der energiewirtschaftlichen Prognose für 2000 steigt die Nachfrage nach hö-
heren Destillaten stark an. Aus Gründen des Umweltschutzes ist zudem die Ent-
schwefelung von mittleren und schweren Fraktionen unumgänglich. Beides ist
mit einem erhöhten Aufwand an H_2 verbunden, der durch die Wasserstoffproduk-
tion beim Reformieren von Benzin nicht mehr gedeckt werden kann.

Der Einsatz des HTR in der Energiewirtschaft bedingt einen veränderten Bedarf an Mineralölprodukten und somit ein anderes Raffinerieproduktspektrum. Um die Veränderungen aufzeigen zu können, ist es unumgänglich, einige Annahmen zu treffen:

- Die Industriekraftwerke der chemischen Industrie werden mit Heizöl S befeuert.
- Außerhalb der Raffinerien wird als Rohstoff zur H_2 -Erzeugung Erdgas verwendet.
- Die Befeuerung der Steamcracker (H_2 - und Äthylenerzeugung) erfolgt mit Heizöl L.
- Die H_2 -Erzeugung der Raffinerien beruht ausschließlich auf Erdöl.
- Der Bezug von billigerem Pipeline-Erdgas bzw. die Herstellung von CH_4 über die hydrierende Kohlevergasung bedingt ein erhöhtes Einsatzpotential für Gas als Ersatz für Heizöl L.

Verringerter Bedarf 10^6 t/a an:	1985	1990	1995	2000
BENZIN durch: Methanolzusatz	1,2	1,3	1,4	1,4
HEIZÖL L durch: Nukleare Prozesswärme bei Methan- und Naphtaspaltung zusätzlicher Methaneinsatz	1,0 2,1	1,87 2,8	2,61 3,7	3,63 4,5
GESAMT	3,1	4,7	6,3	8,1
HEIZÖL S durch: HTR-Industriekraftwerke Direktreduktion in der Eisen- und Stahlindustrie	4,3 1,28	7,05 1,68	10,5 2,10	15,3 2,60
GESAMT	5,6	8,7	12,6	17,9

VERRINGERTER BEDARF AN ERDÖLPRODUKTEN
(OHNE MINERALÖLINDUSTRIE)

TAB. 70

10^6 t/a	1985	1990	1995	2000
Benzin	10,6	11,7	12,1	12,5
Rohbenzin	9,2	15,3	22,1	31,7
Kerosin	3,9	4,3	4,7	4,9
Diesel/Heizöl	9,2	11,8	14,9	14,7
Heizöl S	12,8	14,0	15,1	11,2
Flüssiggas	4,6	5,9	7,3	9,1
Raffineriegas	0,8	1,2	1,4	1,6
Nicht energetische Produkte Eigenverbrauch ¹⁾	9,7	12,5	15,5	17,6
Rohölbedarf	60,8	76,7	93,1	103,3
Bei H_2 -Fremdbezug ²⁾	- 1,3	- 2,1	- 3,0	- 4,5
Bruttorohölbedarf bei HTR-Einsatz	59,5	74,6	90,1	98,8
Bruttobedarf Prognose 2000 (ohne HTR)	73,9	95,7	119,1	138,1

1) Beim Einsatz von Mahost-Öl

2) $1,47 \text{ Mcal}/\text{Nm}^3 H_2$
 $0,204 \text{ kg Benzin}/\text{Nm}^3 H_2 > 0,4 \text{ t Erdöl}/1000 \text{ Nm}^3 H_2$

TAB. 71 RAFFINERIESTRUKTUR UND ROHÖLBEDARF BEIM
EINSATZ VON HOCHTEMPERATURREAKTOREN

Ausgehend von diesen Annahmen ergibt sich der in Tab. 70 angegebene verringerte Bedarf an Mineralölprodukten und damit auch die veränderte Raffineriestruktur (siehe Tab. 71). In dem Eigenverbrauch der Raffinerien ist der Mineralöleinsatz zur Deckung des H_2 -Bedarfs von Entschwefelungs- und Hydrocrackanlagen mit enthalten. Bei Fremdbezug von H_2 , wie hier vorgesehen, ist dieser Rohölaufwand noch in Abzug zu bringen, um den Brutto-Erdölbedarf zu erhalten.

Um diesen Betrag bestimmen zu können, muß zunächst die Hydrocrack-Kapazität bekannt sein. Mit Hilfe der Aufstellung über die Produktausbeute für verschiedene Raffinerietypen in Kap. 3.3.2, Tab. 45, läßt sich die erforderliche Kapazität an Hydrocrackern jeweils für Mittel- und Schwerdestillate ermitteln (siehe Tab. 72).

Der H_2 -Verbrauch im Hydrocracker ist stark abhängig von den Rohstoffeigenschaften des Einsatzmaterials. Bei den Berechnungen in Tab. 72 wurde der Einsatz von atmosphärischen Rückstandsölen und Mitteldestillaten aus Nahost-Öl zugrundegelegt. Näheres über die Verfahrensbedingungen bei Hydrocrackern kann u.a. /62/ entnommen werden.

Die Entschwefelung von Heizölen wird in katalytisch-hydrierenden Prozessen durchgeführt, die unter der Bezeichnung Hydrotreating und Hydrotreating bekannt sind. Mit steigendem Entschwefelungsgrad nimmt der H_2 -Bedarf überproportional zu. Entschwefelungen von 85 % für Heizöl L und 80 % für Heizöl S lassen sich mit wirtschaftlich vertretbarem Aufwand erreichen /62/.

		Dimension	1985	1990	1995	2000
Hydrocracker	Kapazität:					
	Mitteldestillate	10 ⁶ jato	2,7	3,8	4,5	7,0
	Heizöl S	10 ⁶ jato	3,0	5,9	9,0	15,4
	H ₂ -Verbrauch:					
	Mitteldestillate ¹⁾	10 ⁹ Nm ³ /a	0,84	1,18	1,40	2,17
Entschwefelung	Heizöl S ²⁾	10 ⁹ Nm ³ /a	1,67	3,28	5,0	8,55
	Summe H ₂ -Bedarf	10 ⁹ Nm ³ /a	2,50	4,45	6,39	10,72
	Durchsatz:					
	Heizöl L	10 ⁶ t/a	9,2	11,8	14,9	14,7
	Heizöl S	10 ⁶ t/a	12,8	14,0	15,1	11,2
	H ₂ -Verbrauch:					
	Heizöl L ³⁾	10 ⁹ Nm ³ /a	0,56	0,72	0,91	0,9
	Heizöl S ⁴⁾	10 ⁹ Nm ³ /a	1,82	1,99	2,15	1,59
	Summe H ₂ -Bedarf	10 ⁹ Nm ³ /a	2,38	2,71	3,06	2,49
	H ₂ -Produktion beim Cat. Reformieren ⁵⁾	10 ⁹ Nm ³ /a	-1,71	-1,89	-1,95	-2,01
Summe H ₂ -Bedarf zur Entschwefelung	10 ⁹ Nm ³ /a	0,68	0,83	1,11	0,48	
H ₂ -Bedarf der Mineralölindustrie		10 ⁹ Nm ³ /a	3,18	5,28	7,50	11,20

- 1) H_2 -Verbrauch 0,310 Nm³ H_2 /kg Naphtausbeute; $\eta = 0,84$ kg/dm³; $\delta = 0,05$ %
2) H_2 -Verbrauch 0,555 Nm³ H_2 /kg Naphtausbeute; $\eta = 0,97$ kg/dm³; $\delta = 4,06$ %
3) 61,2 Nm³ H_2 /t Heizöl L 85 % entschwefelt
4) 142,2 Nm³ H_2 /t Heizöl S 80 % entschwefelt
5) 161,1 Nm³ H_2 /t Benzin

1) - 5) /62/

WASSERSTOFFBEDARF ZUR C/H-WERT-AUFBESSERUNG
UND ENTSCHEFELUNG IN RAFFINERIEEN

TAB. 72

Unter Berücksichtigung der H_2 -Ausbeute beim katalytischen Reformieren von Roh- zu Fahrbenzin ist in Tab. 72 der H_2 -Gesamtbedarf der Mineralölindustrie ermittelt worden.

7.1.4.5 Synthetisches Erdgas

Strategie 2 sieht den Einsatz von Kohle zur H_2 -Herstellung für den Fall einer Verknappung und Verteuerung von Erdgas vor. Um die übrige Erdgasversorgung weiter zu sichern und ggfs. zu erweitern, ist die Erzeugung von synthetischem Methan (SNG) über die hydrierende Kohlevergasung eine Möglichkeit. Hierbei ist eine Kombination der Heißdampfvergasung (H_2 -Erzeugung) mit der hydrierenden Vergasung (H_2 -Verbrauch) von Steinkohle angesichts des insgesamt sehr hohen Kohleumsatzes (90 %) äußerst günstig.

BILANZ ZUR ERZEUGUNG VON 1 Nm ³ CH ₄	
Kohleeinsatz (Flammkohle)	1,24 kg
C-Einsatz (85,4 %)	1,06 kg
C-Umsatz (50,3 %)	0,53 kg
H ₂ -Bedarf	1,51 Nm ³
Reaktorwärme (950 - 750 °C)	0,3 Mcal
(750 - 250 °C)	0,75 Mcal
Produktgas	1,29 Nm ³
davon:	
CH ₄	71,4 %
H ₂	22,4 %
CO	3,2 %
CH ₄ -Produktion	1,0 Nm ³
katalytisch	9 %
im Vergaser	91 %
Restkoks	0,65 kg
(Restkoks wird bei Heißdampfvergasung eingesetzt)	

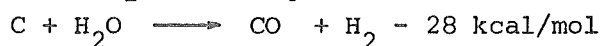
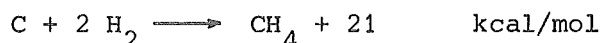
HYDRIERENDE VERGASUNG VON STEINKOHL E ZUR
ERZEUGUNG VON METHAN

TAB. 73

Tab. 73 /73,74,59/ gibt die Bilanz zur Erzeugung von 1 Nm³CH₄ wieder. Der anfallende Restkoks wird bei der Heißdampfvergasung eingesetzt.

Die Kostenrechnung in Tab. 74 (nach /74,73,69/) ermittelt die CH₄-Erzeugungskosten bei der hydrierenden Kohlevergasung zu 17,7 Pfg/Nm³. Dem entspricht ein Wärmepreis von 21,8 DM/Gcal. Ein Vergleich mit dem derzeitigen Kostenstand von Heizöl L mit 11,8 DM/Gcal zeigt, daß SNG schon bei einer Ver-

Bei der hydrierenden Vergasung wird Kohle in einem Wirbelbettreaktor mit H₂ und Wasserdampf vergast /68/:



Das H₂ und H₂O wird hierzu auf 70 atm komprimiert, auf die Reaktionstemperatur von 800 °C erhitzt und dann in den Vergaser eingespeist. Das Produktgas wird nach Entfernung von Asche und Teer in einer Methanolwäsche von CO₂ und H₂S befreit. In einer weiteren Stufe erfolgt die Methanisierung von CO und H₂ zu CH₄. Der Methangehalt des Gases beträgt dann etwa 95 %.

CH ₄ -Produktion	2,2 · 10 ⁹ Nm ³ /a
Steinkohleeinsatz	2,73 · 10 ⁶ t/a
Restkoks	1,43 · 10 ⁶ t/a
Anlagekosten (aktualisiert mit 1,17 auf 1.1.1973)	
Kompressoren	24,8 Mio DM
Vergaser	76,8
Wärmetauscher	32,0
Gasreinigungsanlage	47,3
Methanisierung	17,4
Hilfseinrichtungen	49,6
	247,8 Mio DM
Annuität 25 %	62,0 " "
Reaktorwärme	1,05 Mcal/Nm ³ CH ₄
davon	0,3 " (950-750 °C)
	0,75 " (750-250 °C)
Kosten pro Nm ³ CH ₄	
Verarbeitungskosten	2,82 Pfg/Nm ³
1,24 kg Steinkohle 69,- DM/t	8,56 "
-0,65 kg Restkoks bewertet	-3,59 "
1,51 Nm ³ H ₂ à 6,05 Pfg/Nm ³	9,12 "
0,1 Mcal Reaktorwärme (950-750 °C)	0,09 "
0,75 " " (750-250 °C)	0,66 "
	17,7 Pfg/Nm ³ CH ₄

CH₄-ERZEUGUNGSKOSTEN BEI HYDRIERENDER VERGASUNG

TAB. 74

dopplung der Heizölpreise konkurrenzfähig werden kann.

Wird der gesamte Erdgasbedarf und das Zusatzpotential vollständig durch SNG aus der hydrierenden Kohlevergasung gedeckt, dann ergibt sich der in Tab.75 angegebene H₂-Bedarf für die hydrierende Kohlevergasung.

	Dimension	1985	1990	1995	2000
ERDGAS:					
Bedarf Prognose 2000	10 ⁹ Nm ³ /a	7,1	9,9	12,4	15,1
Zusatzbedarf	10 ⁹ Nm ³ /a	2,5	3,3	4,4	5,4
CH ₄ -Bedarf ¹⁾	10 ⁹ Nm ³ /a	9,0	13,2	16,8	20,4
HYDRIERENDE VERGASUNG:					
H ₂ -Bedarf	10 ⁹ Nm ³ /a	13,5	17,9	22,8	27,5
Steinkohlenbedarf ²⁾	10 ⁶ t/a	5,3	7,8	9,9	12,0
Reaktorleistung:					
(950 - 750 °C)	MWth	392	579	735	891
(750 - 250 °C)	MWth	972	1450	1842	2223

1) abzüglich Rohstoff für Ammoniak und Methanol, da in H₂-Bedarf enthalten.
2) Nettobedarf 0,59 kg Steinkohle Nm³CH₄, da Restkoks bei Heißdampfvergasung eingesetzt wird.

WASSERSTOFFBEDARF ZUR METHANERZEUGUNG DURCH
HYDRIERENDE VERGASUNG

TAB. 75

7.1.4.6 Wasserstoffgesamtbedarf

In den vorhergehenden Abschnitten wurde für jeden Anwendungsfall der maximale Wasserstoffbedarf ermittelt. Abb. 46 zeigt die daraus resultierende Entwicklung der H_2 -Gesamtnachfrage für die Versorgungsstrategie 1 und 2, von 1985 bis zum Jahr 2000.

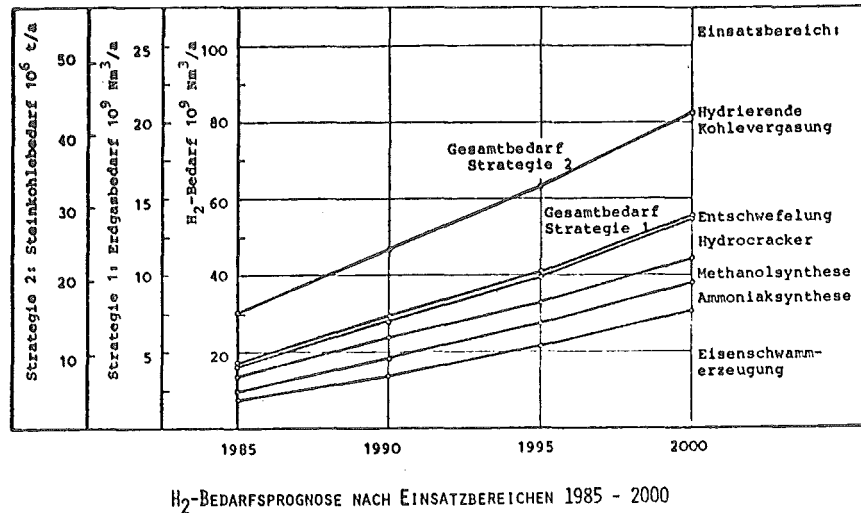


ABB. 46

Entsprechend des jeweiligen Wasserstoffbedarfes sind für beide Strategien die Einsatzmengen an fossilen Rohstoffen angegeben. Die erforderliche Reaktorleistung zur Bereitstellung der Umwandlungsenergie ist aus Kap. 7.3 zu entnehmen.

7.2 Kraftwirtschaft

Bei der energiewirtschaftlichen Prognose 2000 war der ausschließliche Zubau von Kernkraftwerken des Typs LWR zugrunde gelegt worden. Für den Einsatz von Hochtemperaturreaktoren in der Kraftwirtschaft wird von der Annahme ausgegangen, daß aufgrund der Überlegenheit des HTR-Konzeptes ab 1980 jedes Jahr nur noch ein LWR-System mit einer Leistung von 1.200 MWe in Betrieb gehen wird. Die höhere Verfügbarkeit des HTR bedingt einen entsprechenden Rückgang der installierten Gesamtleistung an Kernkraftwerken in der Kraftwirtschaft (s. Tab. 76).

	Dimension	1985	1990	1995	2000
Prognose 2000:					
LWR-Leistung	GWe	21,7	35,9	52,7	76,5
Ø Betriebstunden	h/a	6.100	6.500	6.800	7.000
Bei HTR-Einsatz:					
LWR-Leistung ¹⁾	GWe	14,0	20,0	26,0	32,0
HTR-Leistung ²⁾	GWe	6,6	13,8	23,3	39,0
Ø Betriebstunden HTR	h/a	7.100	7.500	7.800	8.000

1) Annahme: ab 1980 geht jedes Jahr nur noch 1 LWR mit 1.200 MWe in Betrieb.

2) Bei Berücksichtigung der erhöhten Verfügbarkeit des HTR.

EINSATZ DES H T R IN DER KRAFTWIRTSCHAFT

TAB. 76

7.3 Prozeßwärme und Verstromungspotential des Hochtemperaturreaktors

Das gesamte Einsatzpotential für Hochtemperaturreaktoren ergibt sich aus der Summe der Einsatzpotentiale der analysierten Bereiche in Kap. 7.1 und 7.2. Im einzelnen setzt es sich entsprechend der verfolgten Strategie und des genutzten Intervalls der Reaktorkühlmitteltemperatur (T) zusammen, aus dem Leistungsbedarf für:

(1) Hochtemperaturige Wärme ($750^{\circ} \leq T \leq 1000^{\circ}\text{C}$)

- Naphtaspaltung (Petrochemie)
- Methanspaltung
- Heißdampfvergasung von Steinkohle
- Hydrierende Vergasung von Steinkohle

(2) Wärme ($250^{\circ} \leq T \leq 750^{\circ}\text{C}$)

Prozeßwärme zur:

- Naphtaspaltung
- Methanspaltung
- Heißdampfvergasung
- Hydrierenden Vergasung

Prozeßdampf (HD + ND) für die:

- Petrochemie
- Anorganische Chemie
- Meerwasserentsalzung

Stromerzeugung:

- Industriekraftwerke
- Zusatzbedarf der Eisen- und Stahlindustrie bei Umstellung auf Direktreduktion
- Meerwasserentsalzung
- Kraftwirtschaft

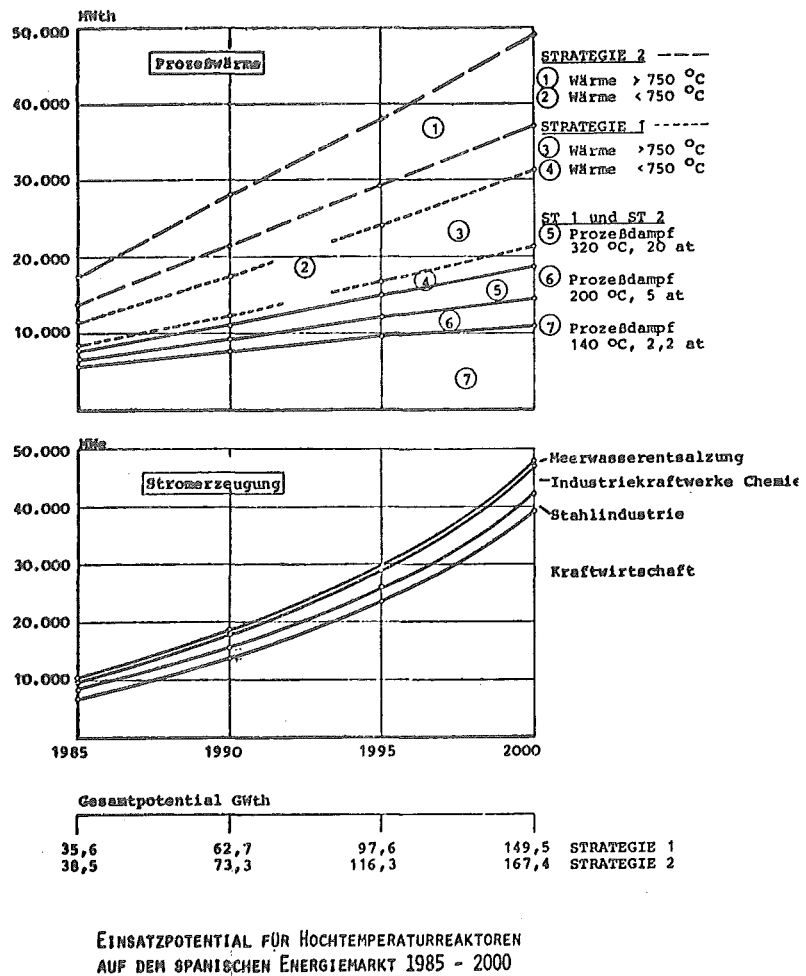
Abb. 47 zeigt in einer Gesamtdarstellung das ermittelte Potential für Hochtemperaturreaktoren, aufgegliedert nach Einsatzbereichen. Wie leicht ersichtlich wird, ist die geforderte Reaktorleistung ($250 \leq T \leq 750^{\circ}\text{C}$) für beide

ABB. 47

Strategien und zu jedem Zeitpunkt bei weitem ausreichend, um durch eine Erhöhung der Heliumaustritts-temperatur auf 950° bzw. 1000°C den Bedarf an hochtemperaturiger Prozeßwärme zu decken (entsprechende Auslegung vorausgesetzt).

Insgesamt ergibt sich für den HTR im Jahr 2000 eine installierte Leistung von 150 GWth

für Strategie 1 und von 167 GWth für Strategie 2. Abweichungen nach oben und unten sind bei einer anders gearteten wirtschaftlichen Entwicklung als der zugrundegelegten, bei einer verstärkten Substitution oder einem langsamen Vordringen der neuen Technologie in entsprechendem Umfang selbstverständlich möglich.



8 GESAMTWIRTSCHAFTLICHE AUSWIRKUNGEN DES HTR-EINSATZES

Neben seiner Energieversorgungsfunktion hat der Einsatz des Hochtemperaturreaktors eine Reihe von Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft, insbesondere die Energiewirtschaft, die u.a. hervorgerufen werden durch:

- den Ersatz fossiler durch nukleare Energieträger,
- Unterschiede im Primärenergieaufwand,
- Investitionskostenunterschiede bei der Bereitstellung von Energie,
- unterschiedliche Wirtschaftlichkeit alternativer Verfahren,
- veränderte Belastungen der Devisenbilanz,
- unterschiedliche Schadstoffemissionen,
- regionale Auswirkungen der neuen Technologien.

Zur Bereitstellung von Entscheidungskriterien für einen verstärkten HTR-Zubau wird in einer ersten Abschätzung eine Quantifizierung der sich aus dem Einsatz ergebenden Konsequenzen durchgeführt.

8.1 Primärenergiebilanz

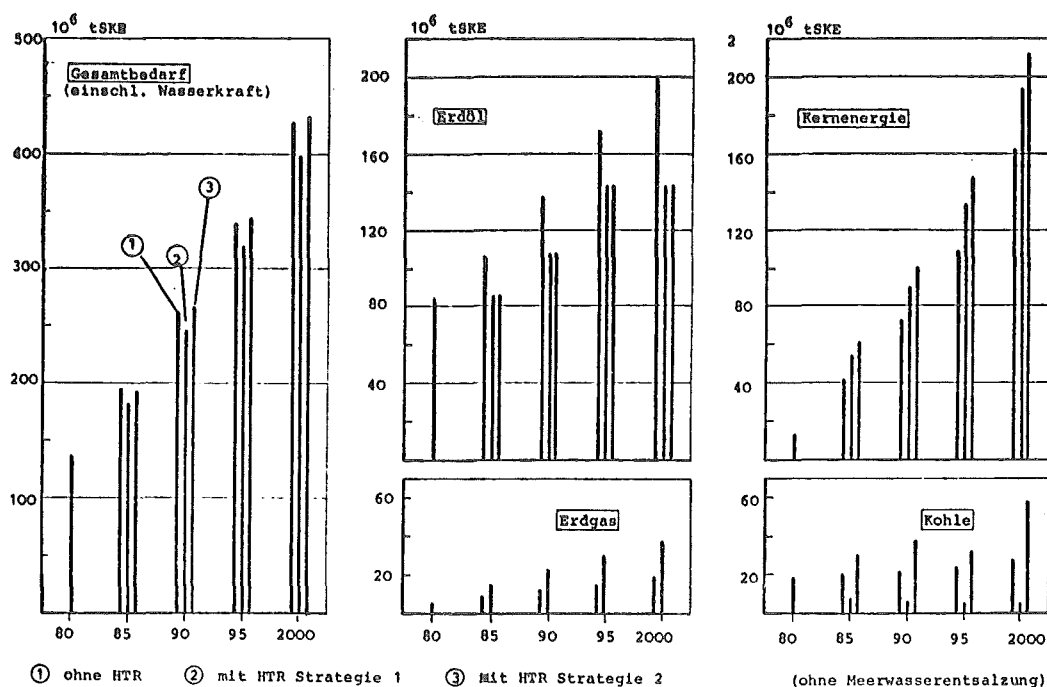


ABB. 48 VERÄNDERUNGEN IM PRIMÄRENERGIEBEDARF SPANIENS BEIM EINSATZ DES H T R

Die in Kap. 7 festgelegte Einsatzstrategie für nukleare Prozeßwärme hat vielfältige Umschichtungen im Primärenergieverbrauch zur Folge. Zwecks Ermittlung des Wasserstoffbedarfs der Raffinerien in Kap. 7.1.4.4 wurde die veränderte Mineralölnachfrage schon ausführlich behandelt. Gegenüber der in Prognose 2000 festgelegten Verbräuche ergeben sich für die Energieträger Steinkohle, Erdgas und Kernenergie im wesentlichen folgende Bedarfsänderungen (Strategie 1: ST 1, Strategie 2: ST 2):

Steinkohle:

- Abnahme: - Eisen- und Stahlindustrie durch Umstellung auf das Direktreduktionsverfahren (ST 1, ST 2).
- Zunahme: - Wasserstofferzeugung durch Heißdampfvergasung von Steinkohle (ST 2).
- SNG-Erzeugung durch hydrierende Vergasung von Steinkohle (ST 2).

Erdgas:

- Zunahme: - Wasserstofferzeugung durch Methanspaltung (abzüglich Bedarf für Ammoniak und Methanol für chemische Zwecke) (ST 1).
- Zusatzpotential für algerisches Erdgas (ST 1).
- Abnahme: - Vollständiger Ersatz durch SNG (ST 2).

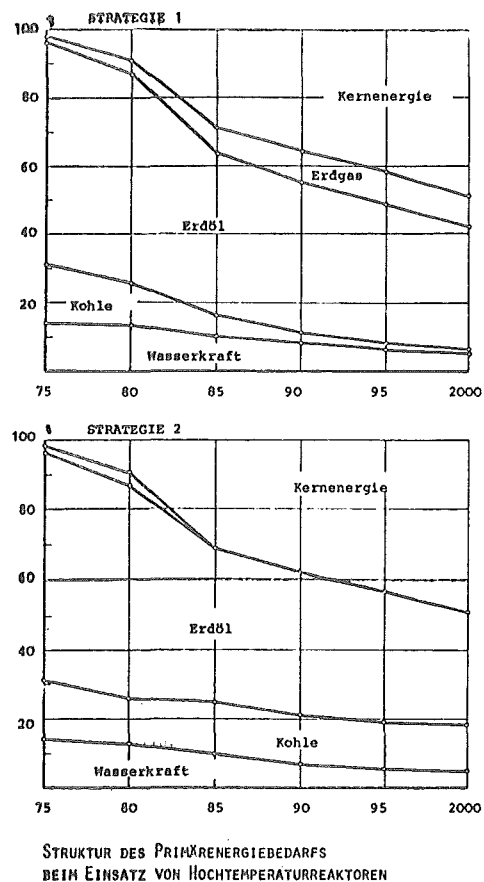
Kernenergie:

- Abnahme: - Besserer Wirkungsgrad des HTR bei Einsatz in der Kraftwirtschaft (ST 1; ST 2).
- Zunahme: - Industriekraftwerke mit HTR (ST 1; ST 2).
- Prozeßwärme zur Naphtaspaltung (ST 1; ST 2).
- Prozeßwärme zur Methanspaltung (ST 1).
- Prozeßwärme zur Heißdampfvergasung (ST 2).
- Prozeßwärme zur Hydrierenden Vergasung (ST 2).

Aus den genannten Unterschieden in der Bedarfsstruktur, die größtenteils in Kap. 7 zahlenmäßig erfaßt sind, ergeben sich nach Umrechnung in Steinkohleinheiten die in Abb. 48 dargestellten Veränderungen der Primärenergiebilanz. Die von der Wasserkraft gestellte Primärenergie bleibt verständlicherweise konstant. Zur Vermeidung einer verfälschten Aussage ist das Potential der Meerwasserentsalzung nicht in diese Betrachtung mit einbezogen worden.

Abb. 49 gibt die Struktur des Primärenergiebedarfs für beide Einsatzstrategien wieder. Ein Vergleich mit Abb. 35 in Kap. 3.3.3 zeigt in aller Deutlichkeit die Verschiebungen in der Primärenergiebilanz, bei Nutzung der nuklearen Prozeßwärme. Der relative Anteil der Kernenergie am gesamten Primärenergiebedarf erhöht sich bis zum Jahre 2000 in beiden Fällen von 33 auf 49 %, während der Erdölverbrauch von 47 % auf 36 % (ST 1) bzw. 33 % (ST 2) zurückgeht. Bei einer verstärkten Substitution von Erdöl durch veredelte Kohle ließe sich dieser Anteil noch beträchtlich verringern.

ABB. 49



8.2 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Zur Festlegung der Einsatzstrategie ist in Kap. 5 und 6 eine Kostenanalyse der Strom- und Wärme- sowie der Synthesegaserzeugung durchgeführt worden. Die noch nicht untersuchten, sich aus dem Einsatz ergebenden Verfahrensumstellungen werden auf ihre Wirtschaftlichkeit geprüft. Mit Ausnahme der Eisen- und Stahlindustrie und der Herstellung von Methanol zu Treibstoffzwecken werden hierbei ausschließlich die energetischen Aspekte analysiert. Berücksichtigt werden die Kostenunterschiede bei der Bereitstellung von Energie und nicht etwa die Auswirkungen auf die Herstellungskosten einzelner Produkte.

Sinn der Wirtschaftlichkeitsanalyse ist eine Abschätzung der erzielbaren gesamtwirtschaftlichen Ersparnisse durch die Einführung der HTR-Technologie. Als Hauptparameter wird die relative Preissteigerungsrate zweier vereinfacht definierter Preisindizes eingeführt:

Preisindex 1: Erdöl und Erdgas

Preisindex 2: Kernenergie, Kohle und Anlageinvestitionen

Für Preisindex 1 wird eine gekoppelte Preisentwicklung der Energieträger Erdöl und Erdgas angenommen, was angesichts der zu erwartenden weltweiten Verknappung sinnvoll erscheint. Aus Tab. 77 können die zu-

Preise	1.1.1973	Substitution	
		bei	durch
Heizöl L	120 DM/t 11,8 DM/Gcal	24,8 DM/Gcal	SNG
Heizöl S	78 DM/t 8,0 "	11,4 "	Kohle
Benzin	150 DM/t 14,4 "	28,8 "	Kohlehydrierung

SUBSTITUTIONSGRENZEN FÜR MINERALÖLPRODUKTE

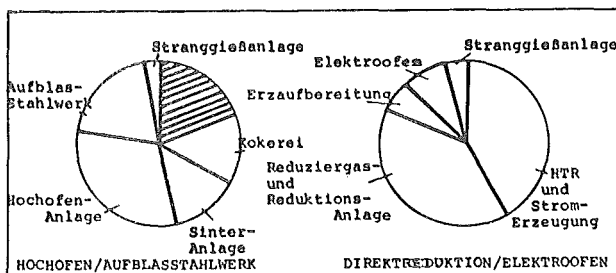
TAB. 77

grundgelegten Substitutionsgrenzen für Mineralölprodukte (ohne Verwendung nuklearer Prozeßwärme) entnommen werden. Bei der Betrachtung unterschiedlicher Preissteigerungsraten findet der Übergang von Strategie 1 zu Strategie 2 jeweils bei einem Erdgaspreis von $19 \text{ Pfg/Nm}^3 \hat{=} 22,2 \text{ DM/Gcal}$ statt, da hier die Kohlevergasung mit Kernwärme zur Erzeugung von CH_4 und H_2 konkurrenzfähig wird.

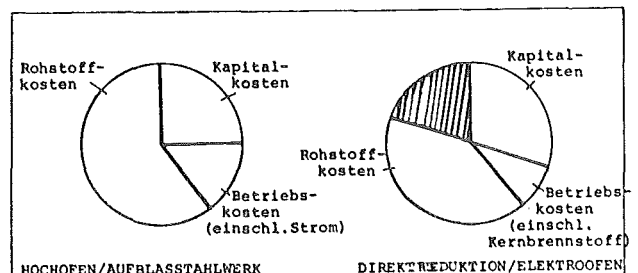
Die Zusammenfassung der Preistendenzen für Kernbrennstoffe, Kohle und allgemeine Anlageinvestitionen zu einem Preisindex beruht letztlich auf der allen gemeinsamen Lohnkostenbasis. Zwar ist in den nächsten Jahren mit einem Ansteigen des Uranpreises zu rechnen, der jedoch nur geringfügig in die nuklearen Wärmeerzeugungskosten eingeht. Ein Absinken der Inflaktionsrate auf 0 % p.a. ist auch in Zukunft nicht zu erwarten, wird hier aber vorausgesetzt. Wobei zu bemerken ist, daß hohe Inflationsraten die Investitionsentscheidungen für kapitalintensive Anlagen begünstigen, da das "Return on Investment" sich dadurch beachtlich verkürzen kann.

Anhand der so definierten relativen Preissteigerungsrate lassen sich die wirtschaftlichen Auswirkungen des HTR-Einsatzes bei Preissteigerungen der fossilen Energieträger Erdöl und Erdgas anschaulich darstellen.

8.2.1 Eisen- und Stahlindustrie



INVESTITIONSKOSTENSTRUKTUR VON HÜTTENANLAGEN



STRUKTUR DER ROHSTAHLERZEUGUNGSKOSTEN

Die Vielzahl der Verfahrensvarianten für die Direktreduktion von Eisenerzen gestaltet es schwierig, wegen der unterschiedlichen Ein- und Ausgangsparameter genaue Aussagen über die Wirtschaftlichkeit, vor allem größerer Anlagen zu treffen. In einer von Mitarbeitern der Fried. Krupp GmbH, Essen, durchgeführten Untersuchung wurden die Struktur der Investitions- und Rohstahlerzeugungskosten eines Hochofen-Aufblasstahlwerkes und einer Direktreduktionsanlage mit Elektroofen miteinander verglichen.

Die Angaben beziehen sich auf eine Verbundanlage mit HTR, die so ausgelegt ist, daß der gesamte Energiebedarf in Form von Prozeßwärme und Strom durch den Reaktor gedeckt wird. Eine Abschätzung der Investitionskosten zeigt Abb. 50 /84/. Der Unterschied in der Gesamtinvestitionshöhe ist überwiegend durch die kostenintensive Reaktoranlage mit Stromerzeugungseinheit bedingt. Während das Direktreduktionsverfahren zwar kapitalintensiver ist, zeigt die Struktur der Rohstahlerzeugungskosten jedoch deutlich einen Kostenvorteil gegenüber der Hochofen-LD-Anlage. Die Kosten für Flüssigstahl liegen etwa 20 % niedriger als bei konventionellen Hochofenanlagen.

Um den Einfluß der Reduktionsgaskosten und der Kokskosten bei den jeweiligen Verfahren zu veranschaulichen, wurde, ausgehend von der angegebenen Kostenstruktur eine Bewertung der Einsatzrohstoffe mit Kostenstand vom 1.1.1973 durchgeführt.

Kostendaten /65/

Hochofen-LD-Flüssigstahl	262,00 DM/t
Koks	135,00 DM/t
Feinerz	50,00 DM/t Fe
Stückerz (67 % Fe)	70,00 DM/t Fe
Schrott	145,00 DM/t
Erdgas (H_u 8540 kcal/Nm ³)	8 Pfg/Nm ³
Wasserstoff	3,28 Pfg/Nm ³
Strom	0,04 DM/kWh
Schmelzstrom (Selbstkosten)	0,027DM/kWh

Da in der vorliegenden Arbeit für Direktreduktionsanlagen der Fremdbezug von H_2 und Strom vorgesehen ist, wurden für Wasserstoff 4,28 Pfg/Nm³ und für Schmelzstrom 3,7 Pfg/kWh zugrundegelegt. Der Energieaufwand zum Aufheizen des Reduktionsgases wurde gegenüber der Verbundanlage mit 5,00 DM/t Flüssigstahl beaufschlagt.

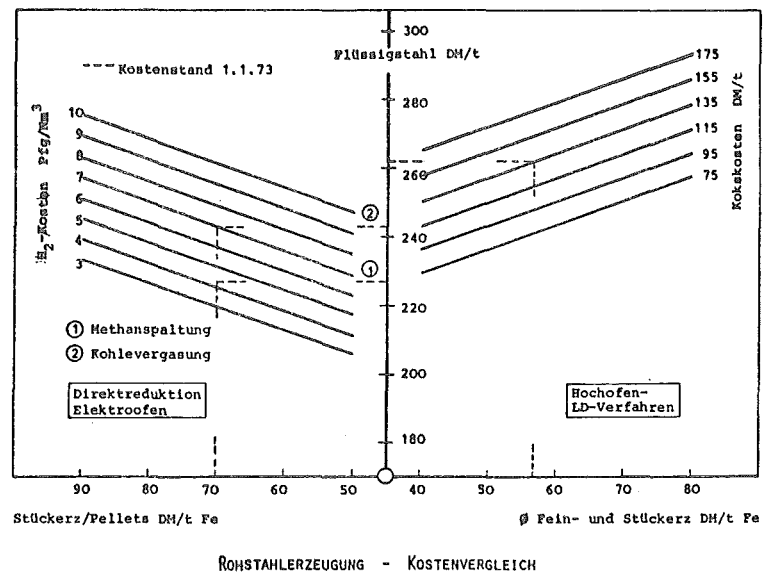


ABB. 51

Bei Berücksichtigung dieser höheren Kosten ergeben sich beim jetzigen Stand für das Direktreduktionsverfahren Flüssigstahlkosten in Höhe von 222,00 DM/t. Eine Verbundanlage mit HTR ermöglicht eine weitere Kostensenkung um 17 DM/t. Andererseits bietet der Fremdbezug eine Reihe von Vorteilen, wie z.B. die Möglichkeit zu diskontinuierlicher Fahrweise, den Zubau mittlerer Anlagen, die Lösung von Reservehaltungsproblemen usw.

Abb. 51 zeigt den Einfluß der H_2 -Kosten und Koks-kosten auf die Stahlerzeugungskosten beider Verfahren. Auch ein Ansteigen der H_2 -Kosten auf 7,05 Pfg/Nm³ ($\hat{=}$ H_2 -Erzeugungskosten bei Kohlevergasung mit 6,05 Pfg/Nm³) zeigt noch einen deutlichen Kostenvorteil gegenüber dem Hochofenverfahren.

Die mögliche Kostenersparnis für den gesamten Stahlsektor bei Umstellung auf das Direktreduktionsverfahren ab 1985 ist für verschiedene Preissteigerungsraten von Erdgas in Abb. 52 dargestellt. Es zeigt sich, daß auch bei hohen Erdgaskosten

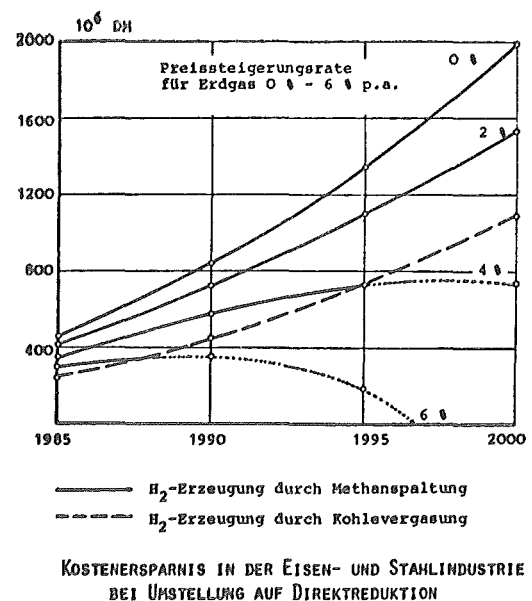


ABB. 52

(bis zu 19 Pfg/Nm³) bzw. alternativ dazu bei H₂-Erzeugung über die Vergasung von Kohle bedeutende Vorteile erzielt werden können.

8.2.2 Chemische Industrie

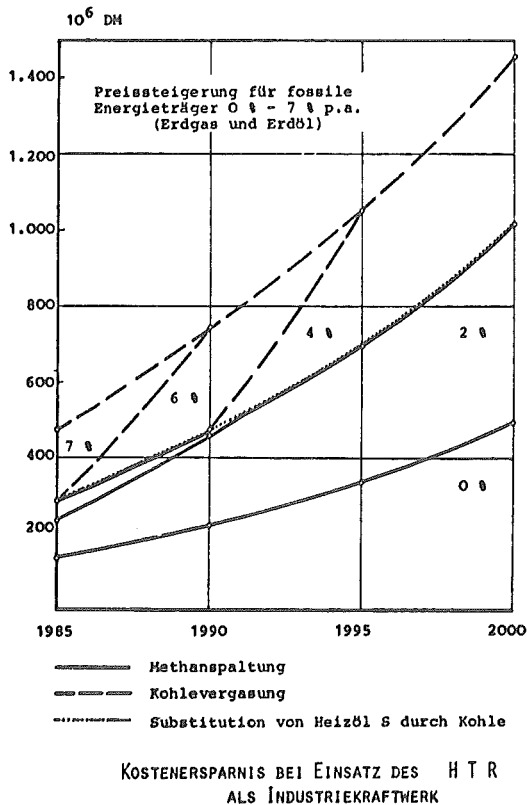


ABB. 53

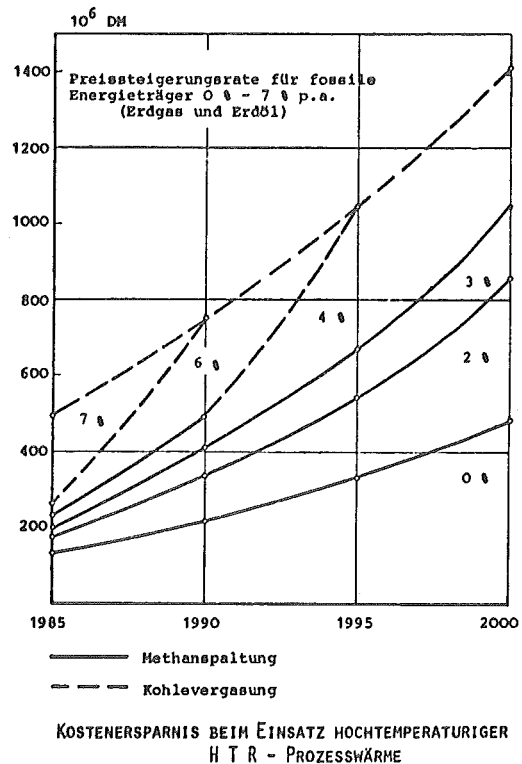


ABB. 54

Der HTR-Einsatz im Chemiesektor (Petrochemie, anorganische Chemie, Raffinerien) bedingt neben einer Verstärkung der Agglomerationstendenzen und der damit verbundenen Umstrukturierung lediglich den Ersatz fossiler Energieträger durch Kernenergie und keine Verfahrensumstellungen; somit kann sich die Wirtschaftlichkeitsanalyse auf die energetische Seite beschränken. Um eine vereinfachte Darstellung zu ermöglichen wurde entsprechend der getroffenen Annahmen (Substitution von Heizöl S bei Industriekraftwerken, Substitution von Heizöl L bei der Befeuerung von Röhrenspaltöfen) eine getrennte Betrachtung des Wärmedargebots im Temperaturbereich unter- und oberhalb von 750 °C durchgeführt. Obwohl zumindest beim HTR stets ein und dasselbe Aggregat den gesamt-

ten Bereich umfaßt, ist dies zulässig, da eine exakte Kostenzuordnung bei der Bewertung von Wärme des jeweiligen Temperaturniveaus erfolgt ist.

In Abb. 53 ist für verschiedene Preissteigerungsraten von Erdöl und Erdgas die erzielbare Kostenersparnis beim Einsatz des HTR als Industriekraftwerk ($T \approx 750^{\circ}\text{C}$) ermittelt worden. Zugrundegelegt wurden die Wärmekosten eines 2000 MWth Kraftwerks. Die Kosten der fühlbaren Wärme (siehe Kap. 5.2) betragen für:

Heizöl S	12,00 DM/Gcal
Kohle	15,60 DM/Gcal
H T R	8,64 DM/Gcal

Bei Erreichen der eingangs erwähnten Substitutionsgrenzen für Heizöl S und Erdgas erfolgt jeweils der Ersatz durch Kohle bzw. veredelte Kohle. Die Substitution von Erdgas als Rohstoff zur H_2 -Erzeugung ist mit einer erhöhten Verwendung von Kernenergie verbunden (Umstellung auf Strategie 2), womit das dann auftretende weitere Ansteigen der Kostenersparnis zu erklären ist. Da eine durchschnittliche relative Preissteigerungsrate von 7 % p.a. nur noch den Einsatz von Kohle als fossilen Energieträger bedingt (im hier abgegrenzten Bereich), ist laut Definition dann die maximale Kostenersparnis erreicht.

Abb. 54 zeigt die Kostenersparnis beim Einsatz hochtemperaturiger Prozeßwärme ($T \approx 750^{\circ}\text{C}$) zur Beheizung von Röhrenspaltöfen in Abhängigkeit von der relativen Preissteigerungsrate für Erdöl und Erdgas. Der bewerteten hochtemperaturigen Wärme liegen folgende Werte zugrunde:

H T R (2800 MWth)	2,70 DM/Gcal
Heizöl L	14,40 DM/Gcal
SNG (konventionell)	28,10 DM/Gcal

Bei der Ermittlung der Energiekostenersparnis wurde die Substitutionsgrenze für Heizöl L bei 28,10 DM/Gcal (fühlbare Wärme) mit konventionell erzeugtem SNG angesetzt.

8.2.3 Methanol als Benzinzusatz

Nach aktualisierten Angaben von /68/ betragen die Herstellungskosten von Methanol mit nuklear erzeugtem Synthesegas bei einer Anlagenkapazität von 3,5 Mio jato 105 DM/t CH_3OH . Der Kostenanteil von Wasserstoff bzw. Erdgas liegt bei einem H_2 -Bedarf von $1.518 \text{ Nm}^3/\text{t}$ bei:

H_2 -Kostenanteil	49,8 DM/t CH_3OH
Erdgas-Kostenanteil	30,4 DM/t CH_3OH

Da wegen des nur halb so hohen Heizwertes 2 t Methanol eingesetzt werden müssen, um eine t Benzin zu ersetzen, beträgt der Mehraufwand bei derzeitigen Kosten für Benzin von 150,00 DM/t

60 DM/t substituiertes Benzin. Bezogen auf das Treibstoffgemisch bewirkt dieser Mehraufwand jedoch nur eine Erhöhung um 6,00 DM/t. Da der Kostenanteil der Einsatzrohstoffe Erdgas und Erdöl bei Methanol nur 29 % und bei Benzin fast 100 % beträgt, ist bei Preissteigerungen mit einer Verringerung des Mehraufwandes zu rechnen.

Abb. 55 zeigt für unterschiedliche Preissteigerungsraten den jeweiligen Mehraufwand bzw. die erzielbare Ersparnis beim Einsatz von Methanol als Benzinzusatz. Die Substitutionsgrenze für Benzin aus Erdöl bei 300,00 DM/t (Hydrierbenzin) wurde berücksichtigt. Aus der Darstellung ist zu entnehmen, daß insbesondere bei hohen Preissteigerungen der Einsatz von Methanol sinnvoll ist.

8.2.4 Kraftwirtschaft

Die in Kap. 5.1 ermittelten Stromerzeugungskosten für verschiedene Kraftwerkstypen weisen einen Kostenvorteil des HTR gegenüber dem DWR auf. Im Mittel beträgt die Ersparnis bei Leistungsgrößen von 800 - 1200 MWe 0,5 Pfg/kWe.

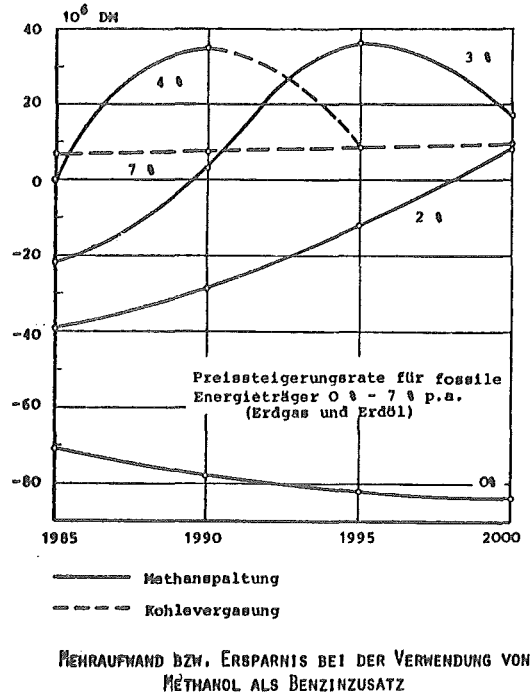


ABB. 55

Bedingt durch den besseren Wirkungsgrad des HTR und der damit verbundenen geringeren Abwärme ist zudem eine je nach Frischwasserverfügbarkeit erforderlich werdende Wasserrückkühlung oder Trockenkühlung kostengünstiger als beim DWR.

Für die Kühlung eines 1200 MWe Kraftwerks (HTR oder fossil) werden bei Frischwasserkühlung 46 m³ Wasser/s (Aufheizspanne 9 °C) und bei Naßkühlung 0,85 m³ Zusatzwasser/s benötigt /67/.

An den Küsten ist die Frischwasserkühlung mit Meerwasser unter Beachtung der zulässigen Aufheizung des Wassers (im Sommer 0,8 °C, sonst 2,2 °C /90/) praktisch in beliebigem Umfang möglich. Die wirtschaftliche Grenzlänge für die Übertragung elektrischer Energie (380 kV-Leistung) bis zum Übergang zu einer anderen Kühlart beträgt für den HTR etwa 120 km /88/. Da zwei Drittel der Bevölkerung und der Industrie in dieser Zone angesiedelt sind, ist für diesen Bereich eine andere Kühlart nicht erforderlich.

Die Untersuchung über die Wasserwirtschaft in Kap. 2.3.3 hat gezeigt, daß Spanien vor allem im Zentrum und im Süden nur über begrenzte Wasserressourcen verfügt. Insgesamt wird das Potential für direkte Flußwasserkühlung als ausreichend für eine Kraftwerksleistung von 15 GWe angegeben /90/. Die Reserven dürften somit bis 1985 - 1990 je nach Gebiet erschöpft sein.

Für die Zwecke der vorliegenden Untersuchung wird angenommen, daß ab 1985 ein Drittel der Gesamtkernkraftwerksleistung mit Naßkühltürmen ausgestattet sein wird. Die erforderlichen Zusatzwassermengen sind, wie die Wasserbilanz zeigt, bis zum Jahre 2000 in entsprechendem Umfang global betrachtet verfügbar. Eine atmosphärische Belastung durch eine Zunahme der Luftfeuchtigkeit dürfte im trockenen Zentralspanien ohne Bedeutung sein.

	Dimension	1985	1990	1995	2000
Installierte HTR-Leistung	GWe	6,7	13,8	23,4	39,0
Stromerzeugung ¹⁾	Mio DH	238	518	913	1560
Naßkühltürme ²⁾	Mio DH	16	35	61	104
SUMME	Mio DH	254	552	974	1664

1) 0,5 Pfg/kWe im Vergleich zum LWR (Ø 800 - 1200 MWe)

2) 0,1 Pfg/kWe bei Naßrückkühlung für 1/3 der installierten Gesamtleistung

KOSTENSENKUNG DURCH DEN EINSATZ DES H T R IN DER KRAFTWIRTSCHAFT

TAB. 78

Der Kostenvorteil des HTR gegenüber dem DWR bei Wasserrückkühlung wird mit etwa 0,1 Pfg/kWe angegeben /89/. In Tab. 78 ist die insgesamt erzielbare Kostensenkung bei Einsatz des HTR in der Kraftwirtschaft ermittelt.

8.2.5 Volkswirtschaftliche Gesamtersparnis

Die großtechnische Anwendung neuer kapitalintensiver Technologien hat im Rahmen der Gesamtwirtschaft vielfältige Auswirkungen zur Folge, die im Detail auf lange Sicht nur schwer erfaßbar sind. Unter Vernachlässigung komplexerer Wirkungszusammenhänge und multiplikativer Effekte ergibt sich die volkswirtschaftliche Gesamtersparnis beim Einsatz des HTR in der spanischen Energiewirtschaft aus der Summe der Kostenvorteile in den untersuchten Sektoren.

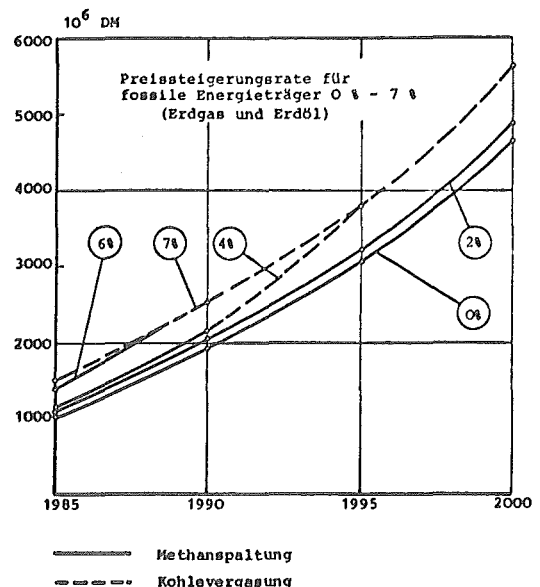
Durch die Ausweitung des Erdgasbedarfs als mittelbare Folge der Anwendung neuer Technologien wird der Bau einer Erdgas-Pipeline nach Algerien wirtschaftlich sinnvoll und damit erst möglich. Der sich daraus ergebende Transportkostenvorteil gegenüber dem Bezug von LNG und die teilweise Substitution von Heizöl L (1,2 DM/Gcal nach Abzug der Infrastrukturkosten) durch das zusätzliche Absatzpotential müssen der Gesamtersparnis zugerechnet werden (siehe Tab. 79).

10 ⁶ DM/a	1985	1990	1995	2000
Transportkosten	197	278	348	423
Substitution von Heizöl	28	38	50	60
SUMME	225	315	398	438

KOSTENERSPARNIS DURCH DEN BEZUG VON
PIPELINE-ERDGAZ AUS ALGERIEN

TAB. 79

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse sind in Abb. 56 für unterschiedliche Preissteigerungsraten von Erdgas und Erdöl dargestellt. Eine Ermittlung der kumulativen Gesamtersparnisse von 1985-2000 ergibt einen Betrag in der Größenordnung von 42 Mrd DM (0 %), durch die die unumgänglichen Vorabinvestitionen für Forschung und Weiterentwicklung der angesprochenen Technologien bei weitem amortisiert werden.



VOLKSWIRTSCHAFTLICHE GESAMTERSPARNIS BEIM EINSATZ
DES HTR IN DER SPANISCHEN ENERGIEWIRTSCHAFT

ABB. 56

Wegen der schon angeführten Unsicherheiten bezüglich der installierbaren Meerwasserentsalzungskapazität fand die auch hier erzielbare beachtliche Kostensenkung keine Berücksichtigung.

Der Erzeugungskostenunterschied bei der Verwendung von HTR-Prozeßdampf ermittelt sich gegenüber dem DWR wie folgt:

1 t Dampf (2,2 at, 140 °C) bewertet	117 kWhe
0,111 t Dampf/m ³ entsalztes Wasser	13 kWhe
Strombedarf/m ³ " "	<u>2,1 kWhe</u>
Energiebedarf/m ³ " "	15,1 kWhe
Ø Stromerzeugungskostenunterschied (HTR - DWR)	<u>0,5 Pfg/kWhe</u>
Kostensenkung bei HTR-Einsatz	7,6 Pfg/m ³

Bei derzeitig günstigsten Kosten für entsalztes Meerwasser von 40 Pfg/m³ läßt sich somit eine Kostensenkung von 20 % erreichen.

8.3 Devisenbilanz

Für Länder mit einem hohen Einfuhrbedarf an Investitionsgütern ist die Verfügbarkeit über Devisen von eminenter Bedeutung für die Entwicklung der Volkswirtschaft. Die Entscheidung für oder gegen die Einführung einer kapitalintensiven Technologie, die an einen bestimmten Importbedarf gekoppelt ist, kann von der resultierenden Belastung auf die Devisenbilanz abhängig sein.

Bei den hier beschriebenen Energieversorgungsstrategien handelt es sich vorwiegend um komplexe und kapitalintensive technische Systeme, deren Einsatz bedeutende Umschichtungen in der Devisenbilanz impliziert. In der Analyse der Auswirkungen des HTR-Einsatzes auf die spanische Devisenbilanz werden ausschließlich die sich ergebenden relativen Veränderungen festgestellt.

Die anders gearteten Belastungen werden hervorgerufen durch den unterschiedlichen Importbedarf an Investitionsgütern und Energieträgern. Bei den Aufwendungen für Investitionen wurde vereinfachend angenommen, daß diese in jährlich gleichen Beträgen ($\hat{=}$ Annuität: Tilgung und Zinsen) entsprechend der Lebensdauer der Anlagen in die Handelsbilanz eingehen.

Sektor	Nationale Beteiligung in %		
	1960	1969	1985 ¹⁾
Thermische Kraftwerke			
60 MW	50 - 55	70 - 75	100 %
150 MW	30 - 40	55 - 60	100
300 MW	25 - 30	50 - 60	90
Kernkraftwerke	-	40 - 50	85
Eisen- und Stahlindustrie	30 - 40	75 - 85	90
Raffinerien	25 - 35	80 - 95	95
Petrochemische Anlagen	25 - 35	75 - 85	95
Kohlevergasungsanlagen	-	-	85

1) Angenommene Werte

NATIONALE BETEILIGUNG BEIM BAU VON INDUSTRIEANLAGEN
IN SPANIEN

Im einzelnen wurden für die Berechnung folgende spezifische jährliche Kapitalkosten (nur Investitionskosten) zugrunde gelegt:

- (a) Eisen- und Stahlindustrie (20 Jahre, 8 %) /65/
Hochofen-LD-Verfahren 32,4 DM/jato Rohstahl
Direktreduktion-Elektroofen 24,4 DM/jato Rohstahl
- (b) Industriekraftwerke (20 Jahre, 8 %)
Annahme: einheitliche Blockgröße 2000 MWth ($T \leq 750^{\circ}\text{C}$)
HTR 25.880 DM/MWth, 8000 h/a
Heizöl S 13.196 DM/MWth, 7000 h/a
Kohle 17.807 DM/MWth, 6800 h/a
- (c) Hochtemperaturige Wärme (20 Jahre, 8 %)
Bewertet für 2800 MWth ($750 \leq T \leq 950^{\circ}\text{C}$)
HTR 647 DM/MWth, 8000 h/a
Heizöl S 1.650 DM/MWth, 7000 h/a
- (d) Wasserstofferzeugungsanlagen (15 Jahre, 8 %)
Methanspaltung 3,65 DM/1000 Nm³H₂
Kohlevergasung 4,68 DM/1000 Nm³H₂
- (e) Anlagen zur hydrierenden Vergasung (15 Jahre, 8 %)
CH₄-Erzeugung 9,2 DM/1000 Nm³CH₄
- (f) Raffinerien (15 Jahre, 8 %)
Rohölverarbeitung 12,5 DM/jato /62/
- (g) Kraftwirtschaft (20 Jahre, 8 %)
HTR 98.503 DM/MWe
DWR 115.230 DM/MWe

Von den anfallenden Investitionskosten belastet nur der Importanteil die Devisenbilanz. Auf Grundlage der Angaben in /91/ wurde die einheimische Beteiligung beim Bau von Industrieanlagen für den Zeitraum nach 1985 abgeschätzt (siehe Tab. 80, für Kernkraftwerke vgl. Kap. 2.2.5). Damit können die erforderlichen Einfuhren an Investitionsgütern bestimmt werden.

Für den Brennstoffzyklus wurde entsprechend der jetzigen Pläne der J.E.N. ein nationaler Anteil von 60 % angenommen. Außer der Urananreicherung (33 % der Kosten) werden zu diesem Zeitpunkt alle Phasen des Zyklus in Spanien durchgeführt werden.

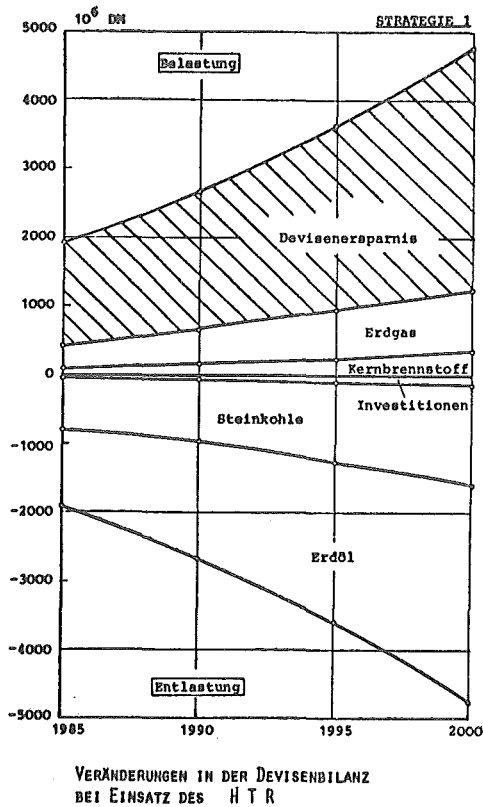


ABB. 57

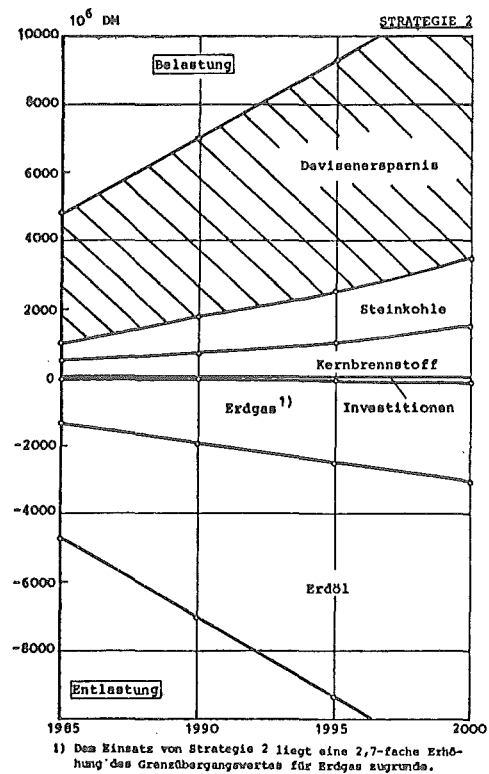


ABB. 58

Unter Zugrundelegung der Veränderungen in der Primärenergiebilanz bei Einsatz des HTR und der Bewertung der Energieträger mit dementsprechenden Grenzübergangswerten

- Steinkohle	65,00 DM/t
- Erdgas	6,5 Pfg/Nm ³
- Erdöl (Nahost)	80,5 DM/t

ergeben sich die in Abb. 57 für Strategie 1 und in Abb. 58 für Strategie 2 dargestellten Be- und Entlastungen der Devisenbilanz. Für die fossilen Energieträger wurde eine 100 %-ige Bedarfsdeckung aus Importen vorausgesetzt. Wie den Graphiken zu entnehmen ist, kommt den Aufwendungen für Investitionen nur eine untergeordnete Bedeutung zu, d.h. auch wesentlich niedrigere Beteiligungs-raten der spanischen Industrie würden keinen nennenswerten Einfluß auf die Devisenbilanz haben.

8.4 Umweltbelastung

Mit steigender Umweltverschmutzung und wachsendem Wohlstand gewinnen die ökologischen Konsequenzen der Energieerzeugung und des Energieverbrauches zunehmend an Bedeutung. Seit einigen Jahren ist weltweit eine Verschärfung von Bestimmungen bei der Festsetzung von Grenzwerten für Schadstoffemissionen zu beobachten. Eine Begrenzung der Emissionen ist vor allem bei Verbrennungsprozessen fossiler Energieträger stets mit einem erhöhten finanziellen Aufwand verbunden.

Die Umweltschutzgesetzgebung in Spanien hat mit der Verabschiedung des III. Entwicklungsplanes einen gezielten Auftrieb erhalten. Zur Erforschung von Umweltschutzproblemen ist nach Angaben des Entwicklungsplanes von 1972 - 1975 ein Gesamtetat von 800 Mio Ptas angesetzt /35/. Genauere Daten über regionale oder lokale Schadstoff-Belastungen der Atmosphäre und von Gewässern sind praktisch nicht verfügbar. Lediglich in den Großstädten Barcelona, Bilbao und Madrid werden seit 2 bis 4 Jahren kontinuierliche Messungen der SO_2 - und Staubkonzentration durchgeführt.

Eine Aussage über die zukünftige Entwicklung der Gesetzgebung bezüglich der Festlegung von oberen Grenzwerten bei Schadstoffemissionen kann derzeit nicht getroffen werden.

Der Einsatz des HTR in der Energiewirtschaft hat eine veränderte Umweltbelastung zur Folge, die vorwiegend auf dem Ersatz von Erdöl durch Kernenergie beruht. Tab. 81 gibt die Veränderungen der atmosphärischen Schadstoffbelastung bei der

S e k t o r	Schadstoff	spez. Emissionswerte kg/t	Senkung der Emissionen in 10^3 t			
			1985	1990	1995	2000
Industriekraftwerke und Raffinerien Ersatz von Heizöl S ¹⁾	SO ₂	17	94	155	228	335
	NO _x	18	99	164	241	355
	CO (kg)	$5,2 \cdot 10^{-5}$ kg	286	473	697	1024
	Staub	0,55	3,1	5,1	7,4	10,8
in % der Heizöl S Gesamtemissionen ohne HTR			25	36	44	55
Industrie und Haushalte: Ersatz von Heizöl L	SO ₂	2,1	6,5	9,9	13,2	17
	NO _x	10,5	33	49	66	85
	CO	0,35	1,1	1,7	2,2	2,8
	Staub	2,05	6,3	9,6	12,9	16,6
in % der Heizöl L Gesamtemissionen ohne HTR			25	28	30	35
Verkehr: Ersatz von Benzin ³⁾	CO	35,5	41,9	46,2	47,9	49,7
	C _n H _n	3,8	4,5	4,9	5,1	5,3
	NO _x	7,9	9,3	10,3	10,7	11,1
	in % der Benzin-Gesamtemissionen ohne Methanol		10	10	10	10

1) Heizöl S 80 % entschwefelt /86/

2) Heizöl L 85 % entschwefelt /87/

3) US Standards ab 1976 /88/

VERÄNDERUNGEN DER ATMOSPHÄRISCHEN SCHADSTOFFBELASTUNG
BEI DER SUBSTITUTION VON MINERALÖL NACH SEKTOREN

TAB. 81

Substitution von Mineralölprodukten nach Verbrauchssektoren an. Bei der Zugrundelegung der spezifischen Emissionswerte von Heizölen wurde von der Annahme ausgegangen, daß ab 1985 mit einer gesetzlich verordneten 80 %-igen Heizöl-S- und einer 85 %-igen Heizöl-L-Entschwefelung zu rechnen sein wird.

10 ³ t	1985	1990	1995	2000
Verminderte Staubemissionen: Eisenschwammergezeugung ¹⁾	43	79	123	175
Rohstahlerzeugung ²⁾	161	281	413	554
Gesamtverringerung	205	360	537	729
In % gegenüber Beibehaltung des Hochofen-LD-Verfahrens	37	50	61	68
Verringerte SO ₂ -Emission (Heizöl-S-Ersatz) ³⁾	21,8	28,6	35,7	44,2

1) Hochofen 6 kg Staub/t Roheisen
Eisenschwamm 1,28 kg Staub/t Roheisen
bei 98,8 % Filterung /20/

2) Rohstahlerzeugung (LD) 1985 18 kg Staub/t Rohstahl
2000 15 " " "
Lichtbogenofen 5,3 kg Staub/t Rohstahl /20/

VERRINGERUNG DER ATMOSPHERISCHEN SCHADSTOFFEMISSIONEN IN DER EISEN- UND STAHLINDUSTRIE

TAB. 82

Die ermittelte relative Senkung der Gesamtemissionen gibt ohnehin (auch für andere spezifische Werte) eine Vorstellung von der durch den HTR-Einsatz erreichbaren Umweltschonung.

In der Eisen- und Stahlindustrie ist die Umstellung auf das Direktreduktionsverfahren vor allem mit einer Verringerung der Staubbelastung verbunden. Tab. 82 zeigt die ermittelten Werte für die Verringerung der Schadstoffemission im Stahlsektor.

Der Umweltvorteil des Direktreduktionsverfahrens bleibt auch bei einer zu erwartenden verbesserten Staubfiltertechnik erhalten.

Im Hinblick auf die atmosphärische Belastung durch Kernkraftwerke haben nur die Emissionen der Radionuklide Xenon-133 und Krypton-85 eine größere Bedeutung. Die spezifischen Emissionswerte des HTR liegen hierbei erheblich unter denen des DWR /88/. Trotz der erhöhten Verwendung von Kernenergie (Prozeßwärme) ist durch den Gesamteinsatz des HTR eine beachtliche Verringerung der radiologischen Belastung zu erreichen (siehe Tab. 83).

Die bei der Behandlung der Kühlwasserversorgung angegebenen Abwärmeunterschiede beider Konzepte sind ebenfalls in Tab. 83 quantifiziert. In Zukunft kommt dem Problem der Abfallwärme bei der Stromerzeugung vor allem in Ballungsgebieten erhöhte Bedeutung zu.

Radiologische Belastung der Atmosphäre 10 ³ Ci	1 9 8 5				2 0 0 0			
	STRATEGIE 1		STRATEGIE 2		STRATEGIE 1		STRATEGIE 2	
	Xe-133	Kr-85	Xe-133	Kr-85	Xe-133	Kr-85	Xe-133	Kr-85
Kraftwirtschaft (Senkung)	- 88,4	-46,1	- 88,4	-46,1	- 580	- 303	- 580	- 303
Prozeßwärme (Erhöhung)	10,9	1,0	17,8	1,6	33,7	3	51	4,5
Gesamtverringerung	- 77,5	-45,1	- 70,6	-44,4	- 546	- 300	- 529	-298,5
Umweltbelastung durch Abwärme 10 ³ Tcal	1985		1990		1995		2000	
Kraftwirtschaft (Senkung)	9,67		21,0		37,1		63,4	
Spezifische Emissionswerte ¹⁾	Xe-133 µCi/kWh		Kr-85 µCi/kWh		Kondensatorverluste			
H T R	0,34		0,030		1220 kcal/kWe			
D N R	2,2		0,20		1423 " "			

1) /88/, /82/

RADIOLOGISCHE BELASTUNG UND ABWÄRMEUNTERSCHIEDE BEIM EINSATZ DES H T R

TAB. 83

9 ZUSAMMENFASSUNG

Ziel dieser Arbeit war es, am Beispiel der spanischen Energiewirtschaft den möglichen Beitrag des Hochtemperaturreaktors zur Verbesserung und Sicherung der Energieversorgung zu untersuchen. Dieser Zweck erforderte eine Analyse der derzeitigen Lage und der zukünftigen Entwicklung der spanischen Wirtschaft. Im einzelnen wurden die Sektoren Energiewirtschaft, Eisen- und Stahlindustrie, chemische Industrie und Wasserwirtschaft (im Zusammenhang mit Meerwasserentsalzung) ausführlich behandelt.

Um die Auswirkungen des HTR-Einsatzes anschaulich darstellen zu können, wurde mit Hilfe eines globalen prognostischen Ansatzes zunächst eine energiewirtschaftliche Detailprognose nach Verbrauchssektoren und Energieträgern durchgeführt.

Eine vergleichende Kostenanalyse der fossilen und nuklearen Strom- und Wärmeerzeugung für verschiedene Kraftwerkskonzepte ergab für den HTR vor allem im hochtemperaturigen Bereich eine eindeutig höhere Wirtschaftlichkeit.

Bei der Einkopplung hochtemperaturiger Wärme kommt der Umwandlung fossiler Rohstoffe zu Wasserstoff eine zentrale Bedeutung zu. Zur Festlegung der HTR-Einsatzstrategie wurden die alternativen Verfahren zur Wasserstofferzeugung mit nuklearer Prozeßwärme in ihren technischen und wirtschaftlichen Parametern dargestellt. Im Hinblick auf das bei der H_2 -Herstellung durch Methanspaltung wesentlich höhere Erdgasbedarfspotential wurde die Wirtschaftlichkeit des Erdgasbezuges über eine Pipeline aus Algerien mit der Versorgung von LNG verglichen.

Die Ermittlung des Einsatzpotentials in den verschiedenen Verbrauchssektoren ergab bis zum Jahr 2000 eine installierbare Gesamtleistung zur Strom- und Prozeßwärmeerzeugung von 150 bis 170 GWth, je nach Einsatzstrategie.

Eine gesamtwirtschaftliche Analyse der Auswirkungen des HTR-Einsatzes kommt im wesentlichen zu folgenden Ergebnissen:

- Die Abhängigkeit vom Erdöl kann bis zum Jahre 2000 um etwa ein Drittel verringert werden.
- Besonders bei den zu erwartenden und schon eingetretenen Preissteigerungen für Erdöl und Erdgas lassen sich bedeutende Kostenersparnisse erzielen.
- Die Devisenbilanz wird durch den Einsatz der HTR-Technologie stark entlastet.
- Der Ersatz fossiler Energieträger durch Kernenergie trägt zu einer erheblichen Senkung der Schadstoffemissionen bei.

Die Gültigkeit der grundsätzlichen Aussage dieser Untersuchung läßt sich prinzipiell auf jedes energetisch-defizitäre Land mit entsprechendem Industriepotential übertragen.

LITERATURVERZEICHNIS

- /1/ MORA GUIRAO, J.:
La Industria Española del Carbón.
De Economía, Madrid, No. 106, 1969, S. 209-236.
- /2/ GUERECA TOSANTOS, L.; JARAIK PEREZ, O.:
La Investigación de los Recursos Mineros en España.
Estudios del Instituto de Desarrollo Económico B.O.E., Madrid 1970.
- /3/ Energía; III Plan de Desarrollo Económico y Social.
Imprenta Nacional B.O.E., Madrid 1972.
- /4/ TAMAMES, R.:
Estructura Económica de España.
6ª Edición, Guadiana de Publicaciones, Madrid 1971.
- /5/ El Sector de los Combustibles en 1972.
Sindicato Nacional del Combustible, Servicio de Estadística, Madrid 1973.
- /6/ España y el Mercado Común, Política Energética.
Cámara Oficial de Comercio, Industria y Navegación de Barcelona.
Comercial y Artes Gráficas, S.A., Barcelona 1971.
- /7/ Hechos y Cifras de la Economía Española 1970.
Banco Exterior de España, Madrid 1971.
- /8/ El Sector de los Combustibles en 1971.
Sindicato Nacional del Combustible. Servicio de Estadística, Madrid 1972.
- /9/ Datos Estadísticos Técnicos de la Industria del Gas 1969.
Sindicato Nacional del Agua, Gas y Electricidad. Ediciones y Publicaciones Populares, Madrid 1970.
- /10/ FALGUERAS, W.:
Zusammenfassung über die Entwicklung der Gaswirtschaft in Spanien.
Gas Wärme International, Bd. 19, Nr. 5, Mai 1970, S. 202-203.
- /11/ Gas Natural S.A.
Jahresbericht 1971, Barcelona 1972.
- /12/ Recursos Hidráulicos, II Estudio Sectoral.
Centro de Investigación y Aplicaciones del Agua (ohne Angabe der Verfasser).
Barcelona 1972.
- /13/ Memoria Estadística Eléctrica 1972.
UNESA, Madrid 1973.
- /14/ LOPESANCHEZ LARÍZ, J.L.:
El Papel de la Energía Nuclear.
Ingeniería Química, Octubre 1972, S. 9-43.

- /15/ ZICKEL, J.:
Energiewirtschaft in Spanien.
Kyklos-Verlag, Basel 1962.
- /16/ Junta de Energía Nuclear (J.E.N.):
Interner Bericht, Madrid 1972.
- /17/ PASCUAL, F.:
El Programa Nuclear Español.
Economía Industrial, Madrid, Enero 1973, S. 7 - 20.
- /18/ Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico, III Plan de Desarrollo
Económico y Social.
Imprenta Nacional del B.O.E., Madrid 1972.
- /19/ IV. Internationale Konferenz zur friedlichen Nutzung der Kernenergie,
Genf 1971, A/CONF 49/P/732.
- /20/ PALACIOS SÚNICO, L.:
La Energía Nuclear en el Desarrollo Español.
Innovación y Empresa - Octubre 1972, S. 35-39.
- /21/ Boletín Oficial del Estado Núm. 242, 9.10.1972.
Decreto 2691/1972.
- /22/ Persönliche Mitteilung:
La Maquinista Terrestre y Marítima S.A., Barcelona, Januar 1973.
- /23/ Jornadas Técnicas de Energía Nuclear, Feria Oficial e Internacional de
Muestras de Barcelona, 1971.
- /24/ Fórum Atómico Español, Sesión III, S. 25-37.
- /25/ Memoria Estadística Eléctrica 1971, UNESA, Madrid 1972.
- /26/ II Plan de Desarrollo Económico y Social, Comisión de Energía,
B.O.E., Madrid 1968.
- /27/ ORTEGA COSTA, J.:
El Consumo Español de Energía a lo Largo del Siglo Actual.
Economía Industrial, Madrid, Diciembre 1972, S. 15-20.
- /28/ La Industria de la Energía.
Economía Industrial, Madrid, Mayo 1973, No. 113.
- /29/ ESPINOSA DE LOS MONTEROS, C.:
La Industria Siderúrgica Española,
Información Comercial Española, Madrid, No. 464, 1972, S. 91-110.
- /30/ La Industria Siderúrgica Española y La Acción Concertada.
UNESID, Mayo 1969, Madrid 1970.
- /31/ GARCÍA-LOMAS Y MATA, J.I.:
Análisis del Sector Siderúrgico Frente al Mercado Común.
Boletín de Estudios Económicos, Bilbao, No. 80, 1970, S. 395-413.

- /32/ Estadísticas Siderúrgicas, UNESID Cuadernos Monograficos, Documento No. 1, Febrero 1972, Madrid.
- /33/ Industrias Básicas del Hierro y del Acero y sus Minerales.
III Plan de Desarrollo Económico y Social, B.O.E., Madrid 1972.
- /34/ La Industria Siderúrgica en 1971.
UNESID, Madrid 1971.
- /35/ III Plan de Desarrollo, Económico y Social 1972-1975.
Imprenta Nacional del B.O.E., Madrid 1972.
- /36/ Siderúrgica, Metalurgia y Transformados Metalicos.
Economía Industrial, Madrid, No. 113, Mayo 1973, S. 210-221.
- /37/ Situación y Perspectivas de la Industria Química Española 1972.
Comisión Asesora de Estudios Técnicos de la Industria Química Española,
Madrid 1972.
- /38/ Productos Químicos y sus Minerales, Abonos y Papel.
III Plan de Desarrollo, Económico y Social, B.O.E. Madrid 1972.
- /39/ La Producción Química Española 1970.
Sindicato Industrias Químicas, Servicio de Estadística, Madrid 1971.
- /40/ La Industria Química en España, 1971.
Comisión Asesora y de Estudios Técnicos de la Industria Química Española,
Madrid 1972.
- /41/ La Industria Química Española Año 1971.
Sindicato Nacional de Industrias Químicas, Gabinete Técnico, Madrid,
Noviembre 1971.
- /42/ BERGMANN, B.:
Tendenzen im Stromverbrauch der Chemischen Industrie der Bundesrepublik
Deutschland.
KFA Jülich, JÜL-714-RG, Dezember 1970.
- /43/ Plan Nacional de la Minería, Dirección General de Minas, Ministerio
de Industria, Madrid 1969.
- /44/ Anuario Estadístico
Instituto Nacional de Estadística España 1971.
Madrid 1972.
- /45/ URBISTONDO, R.:
El Plan Nacional de Abastecimiento y Saneamiento, Materiales, Maquinaria
y Métodos para la Construcción.
Madrid, Diciembre 1972.
- /46/ "Spanien". Beilage zur Tageszeitung "Die Welt" vom 26.4.1973.
- /47/ PASQUAL, F., et al.:
Estudio de Viabilidad de una Central Nuclear de Doble Uso para la Zona
Catalana.
J.E.N., Madrid 1969.

- /48/ OLTRA OLTRA, F., y TROYANO LOBATAN, F.:
La Desalación y su Situación en España.
Sección de Publicaciones de la J.E.N., Madrid 1972.
- /49/ Interner Bericht J.E.N.,
Madrid 1970.
- /50/ KUNST, B., et al.:
Kernkraftbetriebe Meerwasserentsalzung bei Nenn- und Teillast.
Brennstoff - Wärme - Kraft 23 (1971), Nr. 6, Juni, S. 290-294.
- /51/ COSTAGLIOLA, F.:
Programs and Activities in Nuclear Desalting.
XIVth Nuclear Congress of Rome, 20.- 21. März 1969, zitiert in:
PASCUAL MARTINEZ, F.: Programa de Investigación y Desarrollo en la De-
salación de Aguas Saladas y Salobres.
Energía Nuclear, Setiembre 1969.
- /52/ MAC-VEIGH ALFÓS, J.:
Desarrollo Económico Potencial de la Zona Sureste de Almería, basado en
la Instalación de una Planta Desaladora de Doble Uso.
I.A.E.A. Document SM-113/55.
- /53/ Economía Española 1972.
Informe de la O.C.D.E. sobre la Economía Española 1972, Instituto de
Estudios Fiscales, Ministerio de Hacienda, Madrid 1972.
- /54/ MUÑOZ, J., et al.:
La Economía Española 1972.
Cuadernos para el Dialogo. Edicusa, Madrid 1973.
- /55/ ESPARRAGUERA, J.L., y MOLINA, J.:
El Futuro de la Energía en España y su Problemática.
Estudios del Instituto de Desarrollo Economico, Imprenta Nacional B.O.E.,
Madrid 1970.
- /56/ España 1973. Anuario Estadístico.
Instituto Nacional de Estadística, Edición Manual, Imprenta Nacional
B.O.E., Madrid 1973.
- /57/ BROOKES, L.G.:
Energy and Economic Growth.
Atom 183, January 1972, S. 7-15.
- /58/ Banco de España. Informe anual Julio 1971, Gráficas Reunidas, Madrid 1971.
- /59/ Construcción de Maquinaria y Bienes de Equipo.
III Plan de Desarrollo Económico y Social, Imprenta Nacional del B.O.E.,
Madrid 1972.
- /60/ LIEBRUCKS, M., und KUMMER, H.:
Eine langfristige Projektion des Energieverbrauches der Bundesrepublik
Deutschland, Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung des DIN,
Berlin, Heft 3, 1970.

- /61/ BUCH, A.:
Planung und Standortwahl von Kraftwerken.
Krausskopf-Verlag, Mainz 1973.
- /62/ EICKHOFF, G.:
Technologische und wirtschaftliche Möglichkeiten, die sich durch Einsatz
des HTR für die künftige Mineralölversorgung der BRD ergeben.
KFA Jülich, JÜL-1017-RG, November 1973.
- /63/ I.A.E.A. "Market Survey for Nuclear Power in Developing Countries".
Jan. 1973, Appendix A-F.
- /64/ FHR / Stand der Wirtschaftlichkeitsrechnung für den fortgeschrittenen
Hochtemperaturreaktor mit Kondensationsturbine.
STEAG, Essen, 16.8.1972.
- /65/ FEMMER, U.:
Systemtechnische Studie zur Projektplanung einer Eisenschwamm-Erzeugungs-
anlage.
Dissertation RWTH Aachen, 1973.
- /66/ SCHULTEN, R., et al.:
Industriekraftwerk mit Hochtemperaturreaktor. PR 500 "OTTO"-Prinzip -
zur Erzeugung von Prozeßdampf.
KFA Jülich, JÜL-941-RG, April 1973.
- /67/ BERGMANN, B., KRÄMER, H.:
Technischer und wirtschaftlicher Stand sowie Aussichten der Kernenergie
in der Kraftwirtschaft der BRD.
KFA Jülich, JÜL-827-HT, Februar 1972.
- /68/ SCHWEGMANN, P.:
Modellstudie über Kosten und Wirtschaftlichkeit möglicher Kombinationen
von Industrieanlagen mit einem Hochtemperaturreaktor als Energiequelle.
KFA Jülich, JÜL-842-RG, April 1972.
- /69/ KUGELER, M.:
Energieprognose für die Bundesrepublik Deutschland unter Berücksichtigung
des Einsatzes von Kernwärme zur Vergasung fossiler Rohstoffe.
KFA Jülich, JÜL-745-RG, März 1971.
- /70/ KUGELER, K., KUGELER, M.:
Die Energiesituation in der BRD und zukünftige Entwicklungsmöglichkeiten.
KFA Jülich, JÜL-576-RG, Januar 1969.
- /71/ FICHTNER, Beratende Ingenieure, Stuttgart:
Wirtschaftliche Aussichten von mit Nuklearer Prozeßwärme erzeugtem tech-
nischem Wasserstoff, Oktober 1971.
- /72/ Persönliche Mitteilung IRE/KFA Jülich.
- /73/ DRESCHER, H.P.:
Kostenvergleich zwischen LURGI-Druckvergasung und hydrierender Vergasung
mit nuklear erzeugtem Wasserstoff.
Interne Studie, IRE/KFA Jülich.

- /74/ MILLS, Alex G.:
Progress in Gasification.
Third AGA Synthetic Pipeline Gas Symposium.
Nov. 17, 1970, Chicago.
- /75/ SCHULTEN, R.:
Seminarvortrag: "Die Spaltung des Wassers durch nukleare Wärme".
RWTH Aachen, Lehrstuhl für Reaktortechnik, Dez. 1973.
- /76/ "Mittelfristige Vorausschau und Orientierung für die Gasversorgung der
Gemeinschaft."
Kommission der Europäischen Gemeinschaften SEK (72) 3182.
- /77/ KHAN, A.R., und GARBER, S.:
The International Trade in Liquefied Natural Gas.
Gas Wärme International, Bd. 21, Nr. 5, Mai 1972.
- /78/ KIRSCHNER, M.:
Die Wirtschaftlichkeit des Erdgastransportes in der Bundesrepublik Deutsch-
land.
Diss. Freiburg, Schweiz; Mai 1969.
- /79/ HERNING, F.:
Stoffströme in Rohrleitungen.
VDI-Verlag, Düsseldorf, 1961.
- /80/ Persönliche Mitteilung, Ruhrgas AG, Essen, August 1972.
- /81/ Persönliche Mitteilung, Dorsch-Consult, München, Juni 1973.
- /82/ ENGELHARDT, H.R.:
Einsatzmöglichkeiten und Einsatzpotential von Hochtemperaturreaktoren
in der Industriegruppe Chemie unter Berücksichtigung von technischen,
ökonomischen und ökologischen Aspekten.
KFA Jülich, JÜL-966-RG, Juni 1973.
- /83/ LANGE, H.G., und PANTKE, H.D.:
Anforderungen an die Zusammensetzung von Reduktionsgasen für die Erz-
reduktion nach verschiedenen Verfahren.
g w f - gas/erdgas 114 (1973) H6 S. 203-293.
- /84/ ERMISCH, K., et al.:
Konzipierung einer Verbundanlage mit Hochtemperaturreaktor zur Stahlerzeu-
gung.
Kerntechnik 15. Jahrgang (1973) Nr. 1 S. 9-15, Nr. 2 S. 80-89, Nr. 3 S. 121-
- /85/ BECKERS, A., und PISCHINGER, F.:
Erzeugung und Verwendung von Methanol, in: Zwischenberichte des Kernwärme-
ausschusses an der RWTH Aachen zur "Nutzung der Kernenergie zur Veredelung
fossiler Brennstoffe, zur Herstellung von Stahl und von chemischen Produk-
ten und zur Gewinnung elektrischer Energie".
Aachen, Dezember 1973.
- /86/ ENGELHARDT, H., et al.:
Veränderung der Umweltbelastung durch den Einsatz von Hochtemperaturreak-
toren in den Energieverbrauchsgruppen: Chemische Industrie, Eisen- und
Stahlindustrie, Haushalte.
Interner Bericht KFA/IRE-IB-20/72.

- /87/ BONNENBERG, H., MEINECKE, J.:
Kernreaktoren als Beitrag zum Umweltschutz.
KFA Jülich, JÜL-778-RG, Juni 1971.

- /88/ Kernenergie und Umwelt.
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Forschung und Technologie.
Zusammengestellt von BÜKER, H., et al.
KFA Jülich, JÜL-929-HT-WT.

- /89/ WOLF, H.:
Stand und Technik der Verfahren zur "Trockenen Rückkühlung" sowie deren
wirtschaftliche Aussichten.
Bericht des Battelle-Institut e.V. für den Minister für Wirtschaft, Mittel-
stand und Verkehr des Landes NRW.
Düsseldorf, November 1971.

- /90/ Boletín del FORUM ATOMICO ESPAÑOL, No. 43, 1972, S. 48-51
(ohne Angabe des Verfassers).

- /91/ MILLÁN BARBANY, G.:
Análisis del Sector de Bienes de Equipo Frente al Mercado Común.
Boletín de Estudios Económicos, Bilbao, No. 80, 1970, S. 509.